



**UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE CATALUNYA**  
**BARCELONATECH**

---

**Escola Superior d'Enginyeries Industrial,  
Aeroespacial i Audiovisual de Terrassa**

**TITULACIÓN:**

Máster en Ingeniería de Sistemas Automáticos y  
Electrónica Industrial – Gestión óptima de la energía  
eléctrica

**ALUMNO:**

Francisco Javier García-Roco Robledo

**TÍTULO DEL TRABAJO DE FIN DE MÁSTER:**

Estudio de un sistema de control energético en edificios

**DIRECTOR:**

Álvaro Luna Alloza

**CONVOCATORIA DE ENTREGA:**

Octubre de 2019

## Índice

---

Índice .....	2
Resumen .....	9
Resum .....	11
Abstract.....	13
Palabras clave .....	15
Estructura del documento.....	16
1. Introducción.....	17
1.1. Objeto.....	17
1.2. Alcance.....	17
1.3. Justificación.....	17
1.4. Normativa relacionada .....	19
1.5. Beneficiarios.....	20
1.6. Localización.....	21
2. Plataforma de sistema de control de inyección cero .....	22
2.1. Estado del arte .....	22
2.2. Arquitectura y descripción del sistema.....	22
2.2.1. Paneles fotovoltaicos .....	24
2.2.2. Inversor SMA – Sunny Tripower 5000TL .....	25
2.2.3. Analizador de red - Schneider PM5500 .....	28
2.2.4. Medida de intensidades y voltajes .....	28
2.2.5. Hardware eléctrico .....	29
2.3. Hardware de control.....	30
2.3.1. Embedded PC CX5120 de Beckhoff.....	31
2.3.2. Módulos complementarios .....	34
2.3.2.1. Estación principal.....	34
2.3.2.2. Estación remota.....	36
2.4. Software de control .....	38
2.4.1. TwinCat 3 de Beckhoff .....	38
2.4.2. Sunny Explorer de SMA.....	40
2.5. Comunicaciones.....	41
2.5.1. Modbus TCP .....	41
2.5.2. EtherCAT .....	42
3. Simulación .....	46
4. Configuración del sistema .....	49

4.1.	Inversor .....	49
4.2.	Analizador de red .....	50
4.3.	Embedded PC .....	51
5.	Programación .....	57
5.1.	Sistema determinista.....	57
5.2.	Programación de código .....	58
5.2.1.	POUs.....	58
5.2.2.	Variables globales y tipos de datos de usuario (DUT) .....	60
5.2.3.	Bibliotecas.....	60
5.2.4.	Tipos y formato de datos Modbus.....	61
5.2.1.	Vinculación de I/O físicas a variables .....	62
5.2.2.	Tipos y formato de datos de la tarjeta EL3403 .....	63
5.2.3.	Vinculación de POU a tareas .....	63
5.2.4.	Algoritmo principal.....	64
5.2.5.	Algoritmo de estado de comunicaciones y parada de programa .....	64
5.3.	HMI.....	65
6.	Resultados experimentales .....	69
6.1.	Ensayo de tolerancia en régimen permanente.....	69
6.2.	Ensayo de respuesta ante desconexiones de carga.....	70
6.3.	Ensayo de respuesta ante incrementos de potencia de generación.....	74
6.4.	Ensayo de respuesta ante pérdida de comunicaciones .....	75
7.	Presupuesto .....	78
8.	Conclusiones finales.....	79
9.	Propuesta de trabajos futuros .....	81
10.	Anexos .....	83
10.1.	Anexo 1 – Planificación .....	83
10.2.	Anexo 2 – Marco normativo.....	86
10.2.1.	Real Decreto Ley 15/2018 .....	86
10.2.2.	Real Decreto 244/2019 .....	86
10.3.	Anexo 3 - Referencias .....	91
10.4.	Anexo 4 - Ayudas económicas .....	93
10.5.	Anexo 5 - Hojas de características .....	98

## Índice de figuras

Fig. 1 - Evolución de la eficiencia en diferentes tecnologías <a href="http://www.nrel.gov">www.nrel.gov</a> .....	18
Fig. 2 - Evolución del coste (\$) de la instalación PV por watt DC (* eficiencia del inversor) en US en los últimos años <a href="http://www.nrel.gov">www.nrel.gov</a> .....	19
Fig. 3 - Diagrama simplificado de tramitación para una instalación de autoconsumo de $P \leq 10\text{kW}$ .....	20
Fig. 4 - Diagrama básico del sistema .....	23
Fig. 5 - Sistema de control y comunicaciones .....	24
Fig. 6 - Paneles fotovoltaicos instalados en el edificio GAIA .....	25
Fig. 7 - Generación centralizada vs generación distribuida .....	25
Fig. 8 - Curvas I-V características en función de la temperatura y la irradiancia .....	27
Fig. 9 - Inversor SMA Sunny Tripower 5000TL .....	27
Fig. 10 - Analizador de red Schneider PM5500 .....	28
Fig. 11 - TC5-40-5A de Circutor .....	28
Fig. 12 - Montaje de hardware en caja de aislamiento eléctrico .....	29
Fig. 13 - Armario de cargas utilizado en los ensayos .....	30
Fig. 14 - Hardware de control Beckhoff .....	31
Fig. 15 - E-bus y Power contact .....	32
Fig. 16 - Leds de estado del CX5120 .....	33
Fig. 17 - CX5120 de Beckhoff .....	33
Fig. 18 - Características principales del CX5120 .....	34
Fig. 19 - EL2008 de Beckhoff. Salidas digitales .....	34
Fig. 20 - EK1110 de Beckhoff. Final de bus y extensión EtherCAT .....	35
Fig. 21 - Estación principal del sistema de control .....	35
Fig. 22 - Visualización en TwiCAT 3 de consumos de las tarjetas conectadas al E-bus .....	36
Fig. 23 - Beckhoff EK1100 - Cabecera de bus EtherCAT .....	37
Fig. 24 - Beckhoff EL3403 - Medida de potencia trifásica .....	37
Fig. 25 - Estación remota del sistema de control .....	38
Fig. 26 - Grupos de paquetes de funciones disponibles .....	39
Fig. 27 - Arquitectura Twincat 3 - XAE XAR .....	39
Fig. 28 - Configuración de núcleos y tareas en Twincat 3 .....	40
Fig. 29 - Vista principal de Sunny Explorer de SMA .....	40
Fig. 30 - Áreas de la especificación Modbus y códigos de función .....	41
Fig. 31 - Arquitectura de comunicación Modbus TCP/IP .....	42
Fig. 32 - Trama Modbus TCP .....	42
Fig. 33 - Comunicación EtherCAT a todos los niveles .....	43
Fig. 34 - Principio de operación de EtherCAT - Timmy Broling (en:User:Brolin) [CC BY-SA 3.0 ( <a href="https://creativecommons.org/licenses/by-sa/3.0/">https://creativecommons.org/licenses/by-sa/3.0/</a> )] .....	43
Fig. 35 - Telegrama EtherCAT .....	44

Fig. 36 - Funcionamiento "on the fly" .....	44
Fig. 37 - Tiempo de reacción con EtherCAT.....	44
Fig. 38 - Sincronismo y relojes distribuidos en EtherCAT.....	45
Fig. 39 - Esquemático del circuito simulado con PSIM.....	47
Fig. 40 - Gráfica resultante de la simulación de escalones de carga en PSIM .....	48
Fig. 41 - Detalle de desconexión de carga en la simulación en PSIM.....	48
Fig. 42 - Ajustes Modbus en Sunny Explorer antes y después de la actualización de firmware	49
Fig. 43 - Conexiones en PM5500 de Scheneider .....	50
Fig. 44 - Twincat 3 de Beckhoff integrado en Visual Studio 2017 .....	51
Fig. 45 - Solution Explorer de Twincat 3 .....	52
Fig. 46 - Conexión con el CX – Routes.....	52
Fig. 47 - Módulos conectados en TwinCAT .....	53
Fig. 48 - Configuración del sistema y las tareas en tiempo real .....	53
Fig. 49 - Configuración del autoarranque del proyecto.....	53
Fig. 50 - Licencias necesarias en el proyecto de TwinCAT .....	54
Fig. 51 - Gestión de licencias – pruebas. TwinCAT .....	54
Fig. 52 - Árbol de tareas del proyecto .....	55
Fig. 53 - Configuración de las opciones de Real Time de la CPU y de cada tarea.....	55
Fig. 54 - Asignación de prioridad a cada tarea .....	56
Fig. 55 - Tiempo real en PLC clásico y en PAC. Reparto de tiempo entre TCAT y Windows....	57
Fig. 56 - Configuración del tiempo base con 50 us y el tiempo de ciclo de tarea.....	57
Fig. 57 - Medida de dos tareas con tiempo de ciclo diferentes asignadas al mismo núcleo.....	58
Fig. 58 - Function Block de lectura de registros Modbus.....	59
Fig. 59 - Function Block de escritura de registros Modbus.....	59
Fig. 60 - Listas de variables globales.....	60
Fig. 61 - Ejemplo DUT de tipo UNION de Array a Real .....	60
Fig. 62 - Bibliotecas añadidas al proyecto .....	61
Fig. 63 - Vinculación de entradas físicas de la tarjeta EL3403 a variables .....	63
Fig. 64 - Asignación de programas (ST) a tareas de PLC.....	64
Fig. 65 – Botón de Login en la barra de herramientas "Twincat PLC" de Visual Studio .....	65
Fig. 66 - Configuración de la visualización web.....	66
Fig. 67 - HMI desarrollado con TwinCAT PLC HMI en funcionamiento (modo runtime) .....	67
Fig. 68 – Muestra del HMI en modo de desarrollo.....	68
Fig. 69 - Respuesta del sistema ante un aumento de carga de 5.7kW .....	69
Fig. 70 - Respuesta del sistema ante una desconexión de carga de 3kW – $t_r=3.26$ s .....	71
Fig. 71 - Respuesta del sistema ante una desconexión de carga de 1.2 kW – $t_r = 1.58$ s.....	71
Fig. 72 - Respuesta del sistema ante una conexión de carga de 1.2 kW – $t_r = 1.58$ s .....	72
Fig. 73 - Tiempo de reacción implementación física de consigna en inversor .....	73

## Índice de tablas

<i>Tabla 1 - Características de otros dispositivos .....</i>	<i>22</i>
<i>Tabla 2 - Direcciones de registros Modbus del PM5500 .....</i>	<i>62</i>
<i>Tabla 3 - Direcciones de registros Modbus del Sunny Tripower 5000TL .....</i>	<i>62</i>
<i>Tabla 4 - Factor de escalado en medidas trifásicas con la tarjeta EL3403 .....</i>	<i>63</i>
<i>Tabla 5 - Resumen costes .....</i>	<i>78</i>
<i>Tabla 6 - Calendarización del trabajo .....</i>	<i>85</i>
<i>Tabla 7 - Ensayo de tolerancia en régimen permanente .....</i>	<i>89</i>
<i>Tabla 8 - Ensayo de respuesta ante desconexión de la carga .....</i>	<i>89</i>
<i>Tabla 9 - Ayudas en el IBI de diversas ciudades del estado. <a href="http://www.fundacionrenovables.org">www.fundacionrenovables.org</a>....</i>	<i>94</i>
<i>Tabla 10 - Ayudas en el ICIO de diversas ciudades del estado. <a href="http://www.fundacionrenovables.org">www.fundacionrenovables.org</a> (1) .....</i>	<i>96</i>
<i>Tabla 11 - Ayudas en el ICIO de diversas ciudades del estado. <a href="http://www.fundacionrenovables.org">www.fundacionrenovables.org</a> (2) .....</i>	<i>97</i>

## Índice abreviaturas y acrónimos

AC: Alternating Current

DC: Direct Current

RD: Real Decreto

RDL: Real Decreto Ley

PV: Photovoltaic

REBT: Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión

ITC-BT: Instrucción Técnica Complementaria de Baja Tensión

TCP: Transmission Control Protocol

UDP: User Datagram Protocol

MPPT: Maximum Power Point Tracking

CPU: Central Process Unit

ECAT/EtherCAT: Control Automation Technology de la red Ethernet

PLC: Programmable Logic Controller

PAC: Programmable Automation Controller

NC: Numerical Control

CNC: Computer Numerical Control

POO: Programación Orientada a Objetos

HMI: Human Machine Interface

ADS: Automation Device Specification

OSI: Open System Interconnection

PDU: Protocol Data Unit

ADU: Application Data Unit

RTU: Remote Terminal Unit

ASCII: American Standard Code for Information Interchange

ASIC: application-specific integrated circuit

FPGA: Field-programmable gate array

DMA: Direct Memory Access

POU: Programming Organization Unit

ADS: Automation Device Specification



## Resumen

---

En el momento actual, es indiscutible que una parte del desarrollo tecnológico sigue una tendencia que tiene muy presente cuestiones como el cambio climático y el calentamiento global, la transición hacia un modelo con energías renovables o la reducción de emisiones contaminantes a la atmósfera. Sin embargo, en algunas ocasiones este desarrollo se ve limitado por las restricciones legales de los gobiernos o bien por la falta de normativa al respecto. En los últimos meses, se han dado pasos hacia adelante en estos temas, publicándose textos legales que mejoran la regulación que existía hasta el momento en materia de autoconsumo eléctrico. Así, entre otros asuntos, se establecen las modalidades de autoconsumo con excedentes o sin excedentes, si la energía sobrante producida se exporta a la red pública o no, o también se introduce el concepto de autoconsumo solar compartido.

En este documento se presenta el trabajo realizado, que pone el foco en la modalidad de autoconsumo sin excedentes y que se engloba dentro del ámbito de la rama de especialización del máster, *Gestión Óptima de la Energía*. El objetivo es diseñar un sistema de control que permita maximizar la producción de energía renovable evitando el vertido de excedentes a la red pública. Esto se realiza mediante la adecuación de dicha producción al consumo de las cargas conectadas existente en cada momento.

El sistema mide el consumo en el lado de las cargas y en la salida del bloque de generación. El algoritmo se encarga de realizar las acciones de control mediante el envío de la consigna adecuada al inversor o la maniobra del contactor de salida de éste. Para la gestión energética se implementa un elemento central basado en tecnología PC (PAC) del fabricante Beckhoff y los módulos necesarios de medida, salidas y comunicaciones. Además, se dispone de un analizador de redes Schneider que mide la producción eléctrica del inversor. Para las comunicaciones entre los equipos se emplea el protocolo EtherCAT para los dispositivos de Beckhoff y el protocolo Modbus para las transmisiones entre sistema de control - inversor, por un lado, y entre sistema de control - analizador de red, por otro. El estado del sistema y los valores de potencia actuales en cada punto son visualizados mediante un HMI ejecutado en la máquina de manera local o bien en un navegador Web por conexión remota a través de la red Ethernet.

En el documento se describen tanto los elementos que forman el sistema de control que han sido objeto de selección, configuración y programación como los que forman parte de la planta a controlar. Seguidamente, se explican las configuraciones de cada equipo para después, centrarse en la generación del código, que comprende tanto la parte del algoritmo de control como la parte de creación del HMI. Antes de poner en funcionamiento el sistema, se simula un modelo con un inversor conectado a red y abasteciendo unas cargas de manera que se obtenga una aproximación del balance de potencias y los tiempos de respuesta en una implementación física.

Una vez realizada la puesta en marcha, se hacen diferentes ensayos para validar el sistema según se especifica en la normativa en los escenarios de: tolerancia del sistema en régimen permanente, respuesta del sistema ante desconexiones de carga, respuesta del sistema ante incremento de potencia de generación y respuesta del sistema ante pérdidas de comunicaciones. A continuación, se analizan los resultados obtenidos de dichas pruebas contrastándolas con la normativa citada.

Para acabar, se exponen las conclusiones finales donde se hace un ejercicio de síntesis del trabajo realizado para, seguidamente, ofrecer propuestas de ampliación o extensión de sus prestaciones o funcionalidades de cara a futuros estudios, que tienen que ver con la respuesta del inversor, el HMI o las tecnologías en la nube.

# Resum

---

En el moment actual, és indiscutible que una part del desenvolupament tecnològic segueix una tendència que té molt present qüestions com el canvi climàtic i l'escalfament global, la transició cap a un model amb energies renovables o la reducció d'emissions contaminants a l'atmosfera. No obstant, en algunes ocasions aquest desenvolupament es veu limitat per les restriccions legals dels governs o bé per la manca de normativa referent a això. Durant els últims mesos, s'han fet passos cap a endavant en aquests temes, publicant-se textos legals que milloren la regulació que existia fins al moment en matèria d'autoconsum elèctric. Així, entre d'altres assumptes, s'estableixen les modalitats d'autoconsum amb excedents o sense excedents, si l'energia sobrant produïda s'exporta a la xarxa pública o no, o també s'introdueix el concepte d'autoconsum solar compartit.

En aquest document es presenta el treball realitzat, que posa el focus en la modalitat d'autoconsum sense excedents i que s'engloba dins de l'àmbit de la branca d'especialització del màster, Gestió Òptima de l'Energia. L'objectiu és dissenyar un sistema de control que permeti maximitzar la producció d'energia renovable evitant l'abocament d'excedents a la xarxa pública. Això es realitza mitjançant l'adequació d'aquesta producció al consum de les càrregues connectades existent en cada moment.

El sistema mesura el consum a la banda de les càrregues i a la sortida del bloc de generació. L'algorisme s'encarrega de realitzar les accions de control mitjançant l'enviament de la consigna adequada a l'inversor o al comandament del contactor de sortida l'aquest. Per a la gestió energètica s'implementa un element central basat en tecnologia PC (PAC) del fabricant Beckhoff i els mòduls necessaris de mesura, sortides i comunicacions. A més, es disposa d'un analitzador de xarxes Schneider que mesura la producció elèctrica de l'inversor. Per a les comunicacions entre els equips s'utilitza el protocol EtherCAT per als dispositius de Beckhoff i el protocol Modbus per a les transmissions entre sistema de control – inversor, d'una banda, i entre sistema de control – analitzador de xarxa, de l'altra. L'estat del sistema i els valors de potència actuals en cada punt son visualitzats mitjançant un HMI executat a la màquina de manera local o bé a un navegador Web amb connexió remota a través de la xarxa Ethernet.

En aquest document es descriuen tant els elements que formen el sistema de control que han estat objecte de selecció, configuració i programació com els que formen part de la planta a controlar. Seguidament, s'expliquen les configuracions de cada equip per a després, centrar-se en la generació de codi, que comprèn tant la part de l'algorisme de control com la part de la creació de l'HMI. Abans de posar en funcionament el sistema, es simula un model amb un inversor connectat a xarxa i alimentant unes càrregues de manera que s'obtingui una aproximació del balanç de potències i els temps de resposta en una implementació física.

Una vegada realitzada la posta en marxa, es fan diferents assajos per a validar el sistema segons s'especifica a la normativa als escenaris de: tolerància del sistema en règim permanent, resposta del sistema davant de desconexions de càrrega, resposta del sistema davant un increment de la potència de generació i resposta del sistema davant pèrdues de comunicacions. A continuació, s'analitzen els resultats obtinguts de les diferents proves contrastant-los amb la normativa esmentada.

Per acabar, s'exposen les conclusions finals on es fa un exercici de síntesi del treball realitzat per a, seguidament, oferir propostes d'ampliació o extensió de les seves prestacions o funcionalitats de cara a futurs estudis, que tenen a veure amb la resposta de l'inversor, l'HMI o les tecnologies al núvol.

## Abstract

---

At the present time, it is indisputable that a part of technological development follows a trend that takes into account issues such as climate change and global warming, the transition to a model with renewable energy or the reduction of pollutant emissions into the atmosphere. However, on some occasions this development is limited by the legal restrictions of governments or by the lack of regulations in this regard. In recent months, steps have been taken on these issues, publishing legal texts that improve the regulation that existed so far in terms of self-consumption. Thus, among other matters, the self-consumption modalities are established with surpluses or without surpluses, if the excess energy produced is exported to the public network or not, or the concept of shared solar self-consumption is also introduced.

This paper presents the work carried out, which focuses on the mode of self-consumption without surpluses and which falls within the scope of the specialization branch of the master degree, Optimum Energy Management. The objective is to design a control system that maximizes the production of renewable energy, avoiding the spillage of surpluses to the public network. This is done by adapting said production to the consumption of connected loads existing at all times.

The system measures the consumption on the load side and at the output of the generation block. The algorithm is responsible for carrying out the control actions by sending the appropriate setpoint to the inverter or switching the output contactor of the latter. For the energy management, a central element based on PC technology (PAC) from the manufacturer Beckhoff and the necessary measurement, output and communications modules are implemented. In addition, there is a Schneider network analyzer that measures the electrical output of the inverter. For communications between the devices, the EtherCAT protocol is used for Beckhoff devices and the Modbus protocol for transmissions between control system - inverter, on the one hand, and between control system - network analyzer, on the other. The system status and current power values at each point are displayed by an HMI running on the machine locally or in a Web browser by remote connection through the Ethernet network.

The document describes both the elements that form the control system that have been the object of selection, configuration and programming as well as those that are part of the plant to be controlled. Next, the configurations of each equipment are explained and then focus on the generation of the code, which includes both the control algorithm part and the HMI creation part. Before putting the system into operation, a model is simulated with an inverter connected to the grid and supplying loads so that an approximation of the power balance and response times in a physical implementation is obtained.

Once commissioning has been carried out, different tests are carried out to validate the system as specified in the regulations in the following scenarios: system tolerance in steady-state, system response to load disconnections, system response to increased generation power and system response to communication losses. Next, the results obtained from these tests are analyzed in contrast to the aforementioned regulations.

Finally, the final conclusions are presented summarizing the work carried out to then, offer proposals for the extension of its benefits or functionalities for future studies, which are related to the inverter's response, the HMI or cloud technologies.

## Palabras clave

---

Gestión óptima de la energía. Smart energy. Smart grid. Generación distribuida. Inyección cero. Zero export. Beckhoff. Embedded PC. EtherCAT. Modbus. Sistema determinista. Tiempo real. Energías renovables.

## Estructura del documento

---

En el apartado de introducción se presenta una definición del trabajo a desarrollar, el alcance y la argumentación de porqué se realiza. También se hace mención a la ubicación donde se desarrollará. El apartado de beneficiarios indica sus posibles aplicaciones y a quién puede favorecer su realización.

La segunda parte presenta una visión global de todos los elementos del sistema para luego describir las partes de manera particular y en detalle. Así, en estado del arte se analizan tres equipos existentes en el mercado actualmente. En arquitectura y descripción del sistema se explica en hardware implicado que forma la planta, desde la generación fotovoltaica hasta las cargas, incluyendo el inversor SMA y el analizador de redes Schneider. Seguidamente se presenta el sistema que será el encargado de controlar la planta que en su totalidad es un equipamiento del fabricante Beckhoff. Primero se presenta la parte de hardware y después el software que se empleará para su programación. Finalmente se analizan los protocolos de comunicaciones que se utilizarán en este sistema, EtherCAT y Modbus.

En el apartado de simulación, previamente a la implementación hardware se modela una planta mediante el software PSIM y se analizan los resultados.

En la Configuración del sistema, se detallan todas las tareas realizadas para que el sistema pueda funcionar de acuerdo a los objetivos planteados, son los ajustes necesarios en todos los equipos antes de la puesta en marcha.

En el apartado de programación se presenta el código generado tanto para el control de la planta como para la creación del HMI. También se define la característica determinista del sistema de control empleado.

En los Resultados experimentales se muestran y analizan cada uno de los cuatro ensayos realizados de acuerdo a las especificaciones de la normativa actual.

El estudio económico se presenta un presupuesto reflejando los costes del equipamiento.

En los dos siguientes apartados se presenta una síntesis del trabajo realizado, se exponen las conclusiones finales y se proponen posibles líneas de trabajo futuras.

Finalmente, en el apartado de anexos se adjunta el cronograma con la calendarización de actividades y tareas, el marco normativo con la legislación vigente relacionada y explicada en detalle, las fuentes de información con los datos del origen de los recursos que ha sido necesario consultar para materializar este trabajo, las hojas de características de ciertos equipos y la identificación de ayudas económicas donde se orienta sobre las opciones que existen a fecha de hoy en este asunto.



# 1. Introducción

---

## 1.1. Objeto

El presente trabajo tiene como objeto el diseño de una plataforma de control de sistemas de energía renovable de origen fotovoltaico que permita el autoconsumo sin inyección de excedentes a la red de distribución. En una planta formada por un bloque de generación, un bloque de consumidores y la red pública, dicho sistema se encargará de la gestión del bloque de generación en función de la demanda energética de las cargas.

También se diseñará una interface hombre – máquina (HMI) para la visualización del estado del sistema de inyección cero y el balance de potencias del lado de red, el de generación renovable y el consumo de las cargas.

## 1.2. Alcance

El trabajo comprende el diseño del sistema de control de manera que se realizará la selección, el montaje, la configuración y la programación de los dispositivos que componen dicho sistema. Asimismo, también se realizarán las pruebas, ensayos, depuración de código y reajustes necesarios para su validación, verificando su funcionamiento correcto conforme a los requerimientos establecidos.

De igual modo, también se realizará la configuración y los ajustes necesarios en los equipos que forman el bloque de generación, principalmente en el inversor, encargado de convertir la energía procedente del generador fotovoltaico en electricidad con las condiciones de la red pública.

Queda fuera del alcance de este trabajo el dimensionado del bloque de generación renovable compuesto por los paneles fotovoltaicos, inversores y cableado correspondiente.

## 1.3. Justificación

El actual marco normativo en materia de autoconsumo de energía permite, entre otras modalidades, diseñar instalaciones en las que es posible generar energía que sea consumida tanto de manera individual como compartida. Además, para dicha modalidad, se abaratan los costes y se agilizan los trámites de la puesta en marcha. Por tanto, surge la necesidad de diseñar sistemas para el autoconsumo que sean capaces de abastecer al consumidor o consumidores y que, a su vez, eviten el vertido de energía a la red de la compañía distribuidora.

La legislación en la que se apoya este trabajo ha sido aprobada por el gobierno central en los últimos meses. Concretamente en octubre del año 2018 se publicó en el BOE el Real Decreto Ley 15/2018, de medidas urgentes para la transición energética y la protección a los consumidores. Posteriormente, ya en 2019 se publica en abril el Real Decreto 244/2019, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y

económicas del autoconsumo de energía eléctrica. Dicha legislación cambia la tendencia de los últimos años en política energética y abre la puerta al desarrollo de tecnologías renovables.

Por otro lado, esto conlleva un consumo de energía limpia, no contaminante, proveniente del sol. Esto es esencial para el medio ambiente y el cambio climático que se está produciendo en el momento actual, por ejemplo, de cara a frenar las emisiones de la producción eléctrica donde se utiliza el carbón u otros combustibles fósiles como materia prima. También, la problemática de los residuos generados si la producción de energía se realiza en centrales nucleares.

Aumenta la eficiencia energética en el sentido de que ésta se consume en el lugar en que es generada o en un punto próximo. Esto disminuye pérdidas que se puedan producir por el transporte de energía a consumidores remotos e introduce el concepto de generación distribuida.

En lo que respecta al entramado eléctrico de transporte y distribución, se puede decir que esta generación distribuida permite un descargo de dicha red, hay menos energía circulando por ella.

Con el incremento de la utilización de tecnologías renovables, concretamente la solar fotovoltaica, se promueve la investigación y desarrollo en este campo, lo cual produce un incremento de la eficiencia de dichos sistemas (paneles y celular solares, inversores) a la vez que sus costes de producción e instalación disminuyen (el precio por watt instalado disminuye).

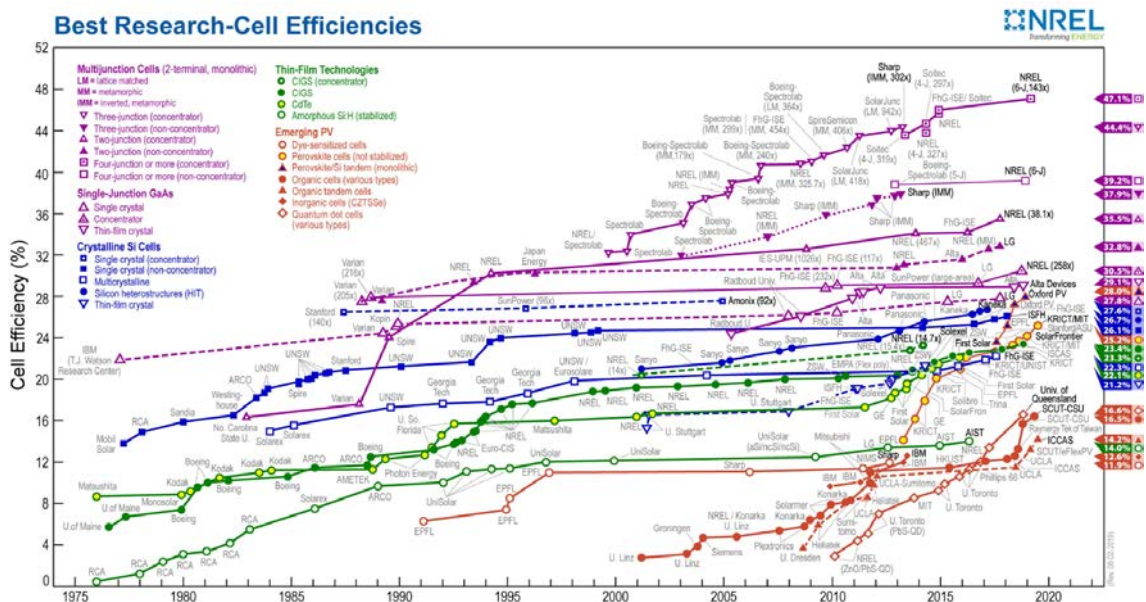


Fig. 1 - Evolución de la eficiencia en diferentes tecnologías [www.nrel.gov](http://www.nrel.gov)

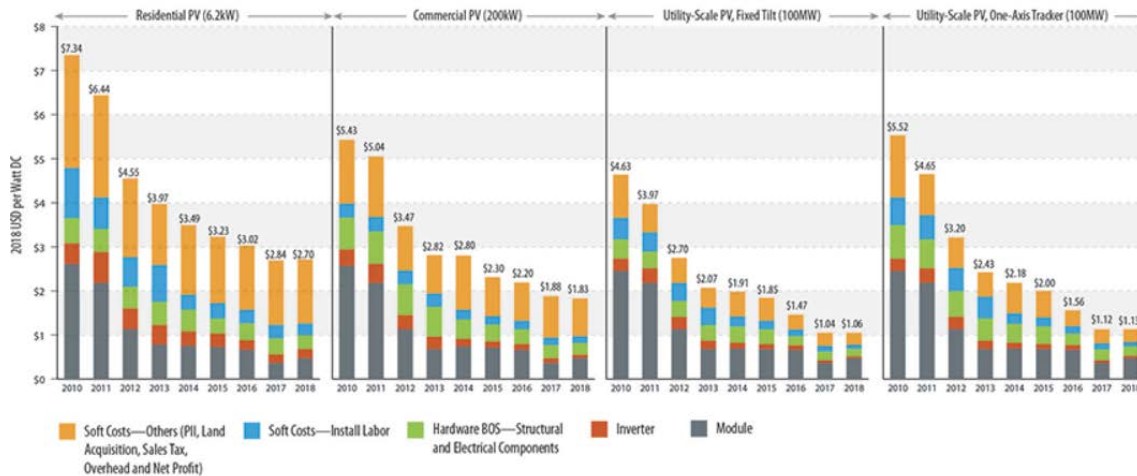


Fig. 2 - Evolución del coste (\$) de la instalación PV por watt DC (\* eficiencia del inversor) en US en los últimos años [www.nrel.gov](http://www.nrel.gov)

Otro factor económico es el aumento de precio que ha afectado últimamente a la electricidad debido, por un lado, al incremento de los costes de la materia prima para producirla, gas natural, carbón, petróleo, y por otro, al incremento del precio de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> (lo que se paga por contaminar).

Respecto a la regulación existente previa a la entrada en vigor del RDL 15/2018 y 244/2019 se puede decir que se han reducido tanto el número de trámites para su legalización como los plazos que requieren dichos trámites y que permiten la puesta en marcha de la instalación.

Por todas las razones expuestas, se puede afirmar que el autoconsumo se convierte en una opción importante a considerar si se tiene en cuenta el aspecto económico, los recursos naturales y las implicaciones ambientales. Así, este trabajo se centra el desarrollo de sistemas que ayuden a la implantación de tecnologías que podrán permitir una mejora en el consumo de energía sostenible.

### 1.4. Normativa relacionada

La nueva legislación que ha entrado en vigor en el transcurso de los últimos meses en materia de autoconsumo (RDL 15/2018 y RD 244/2019), establece una diferenciación atendiendo a si es sin vertido de excedentes a red o con vertido de excedentes. Asimismo, en cualquiera de las dos modalidades introduce la novedad de que el consumidor pueda ser individual o bien colectivo.

Si es un autoconsumo sin excedentes, la instalación deberá contar con un equipo anti vertido. Si se opta por un autoconsumo con excedentes, el texto expone que se establecerán mecanismos de compensación con las compañías comercializadoras.

## Introducción

Es en el consumo sin excedentes donde se han simplificado los trámites y acortado los tiempos para la puesta en marcha de la instalación que pueden estar entre uno y tres meses.

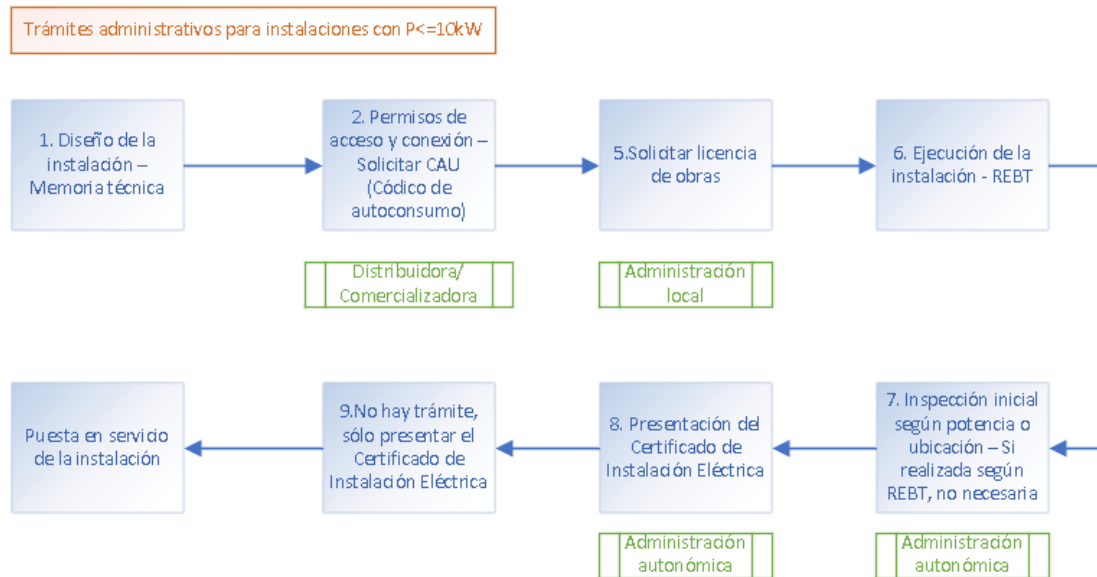


Fig. 3 - Diagrama simplificado de tramitación para una instalación de autoconsumo de  $P \leq 10\text{kW}$

Además de cumplir la normativa referente al autoconsumo, la instalación deberá ajustarse al articulado y las instrucciones técnicas complementarias expuestas en el REBT. Cabe destacar que la reciente regulación del autoconsumo indicada anteriormente introduce una modificación importante en la ITC-BT-40 – Instalaciones generadoras de baja tensión, añadiendo varios párrafos y un anexo en el que se detallan los requerimientos de los sistemas anti vertido y los ensayos a los que deben someterse para la legalización de la correspondiente instalación de autoconsumo.

En cuanto a la certificación de los equipos, para ser legalizados y comercializados éstos deben cumplir la norma 217001:2015-IN, en la que indican los procedimientos y su secuencia de operaciones que se han de realizar para cada uno de los ensayos y mediciones.

### 1.5. Beneficiarios

El estudio que se presenta en este trabajo puede ser aplicado tanto en viviendas particulares aisladas con conexión a la red pública, viviendas unifamiliares agrupadas y próximas, edificios residenciales, edificios de oficinas, edificios públicos como en edificios de empresas que compartan suelo industrial, cumpliendo siempre la normativa aplicable a todos los niveles de administración.

A modo de ejemplo, en el caso de una instalación de autoconsumo para una familia tipo de 4 personas en una vivienda de 70m<sup>2</sup>, una potencia instalada de 3kW puede cubrir la mayoría de las necesidades de consumo si se hace un uso responsable. La amortización de la instalación sería entre los 6 y 10 años.

En cuando al ámbito económico, existe la posibilidad de acogerse a programas de ayuda en forma de subvención del coste de la instalación que se ofrecen por parte de la administración autonómica. Actualmente también se pueden encontrar otro tipo de ayudas en forma de beneficios fiscales, ya sea en el tramo autonómico del IRPF o con reducciones en IBI, a nivel de la administración local. Todas estas medidas se ponen en marcha con el fin de promover el ahorro energético reduciendo la demanda energética y de incentivar la producción eléctrica a partir de fuentes renovables.

### 1.6. Localización

El desarrollo del presente trabajo se realiza en los laboratorios del edificio GAIA ubicado en el campus de la UPC de Terrassa, que cuenta con el material, los equipos, el staff y las instalaciones proporcionados por [SEER UPC](#) y UPC Terrassa.

## 2. Plataforma de sistema de control de inyección cero

### 2.1. Estado del arte

Hasta el momento, la transición hacia un modelo energético renovable en lo que respecta al autoconsumo ha sido prácticamente residual. La normativa existente hacía prácticamente inviable generar y consumir la energía. Así, la producción de electricidad por medio de fuentes renovables se materializó principalmente en forma de extensos huertas solares y parques eólicos propiedad tanto de [grandes compañías](#) como otras más pequeñas que han apostado por este modelo de negocio. En cualquier caso, la energía producida en grandes cantidades era volcada a red y transportada hasta su lugar de consumo.

Actualmente, no existen muchos productos en el mercado que ofrecen diferentes prestaciones para el autoconsumo y la gestión de la inyección cero (Zero Export) a la red eléctrica. La empresa SMA con el Power Control Module, Green Power Monitor con el BMD y Circutor con su CPD-0 son ejemplos de dichas tecnologías.

	PCM de SMA*	BMD de Green Power	CPD-0 de Circutor
Monitorización vía web	NO	SI	SI
Drivers para diferentes fabricantes de inversores	NO	SI	SI
Control de varios inversores	SI	NO	NO
Modbus TCP para SCADAS	NO	NO	SI
Datalogger	NO	SI	SI
Sistema en tiempo real	NO	NO	NO
Tipo de ajuste	16 ajustes predefinidos de 0 a 100%	Adaptado a la demanda	Adaptado a la demanda
Desconexión de seguridad	SI	SI	SI

\*Módulo que requiere de un PLC externo

Tabla 1 - Características de otros dispositivos

El presente trabajo aporta una plataforma de prueba a partir del estudio del control energético de un edificio, implementada con un sistema en tiempo real en un embedded pc, comunicaciones EtherCat (ECAT) y comunicaciones Modbus TCP.

### 2.2. Arquitectura y descripción del sistema

El sistema se puede dividir en tres zonas si se tiene en cuenta el sentido de circulación de la energía y su disponibilidad. Así, la condición principal que se debe cumplir es que no se produzca una inyección de la energía generada a la red eléctrica en ningún momento.

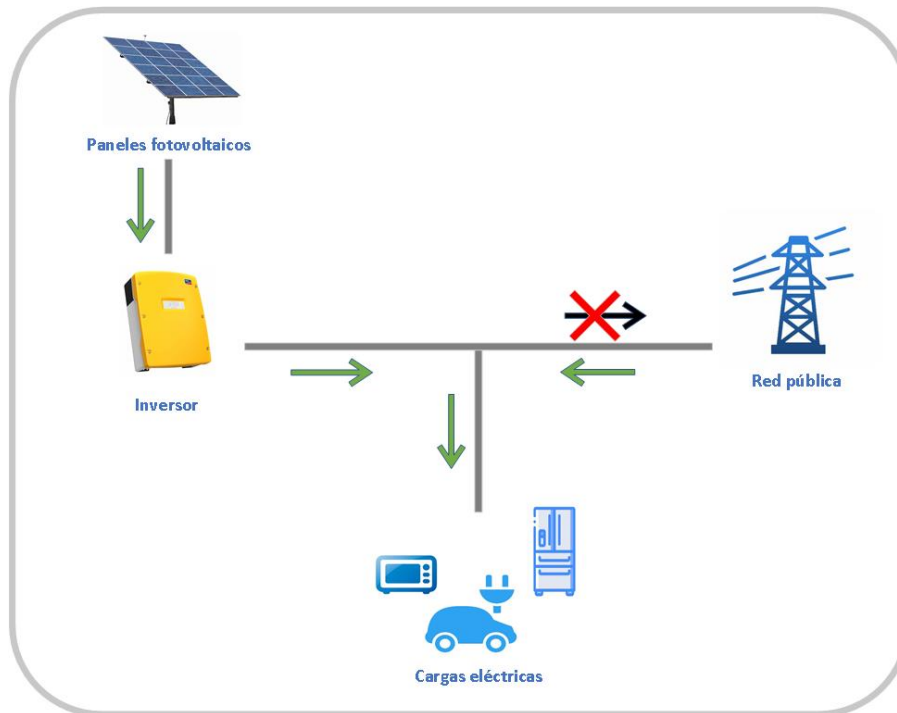


Fig. 4 - Diagrama básico del sistema

Por una parte, se tiene el bloque de generación, compuesto por los paneles fotovoltaicos que producen energía eléctrica a partir de la energía recibida del sol y la entregan a los inversores. Éstos se encargan de convertir la corriente continua (DC) recibida a corriente alterna (AC), utilizada en la red de distribución pública.

La red pública cuenta siempre con energía disponible para ser utilizada por los consumidores. Sin embargo, en el caso estudiado por el presente trabajo no se permite inyectar energía generada mediante la fuente renovable hacia la red (modalidad de autoconsumo SIN excedentes)

Las cargas eléctricas son cualquier dispositivo conectado a la red interior del usuario que consuma energía. Así, esta energía puede provenir tanto de la fuente renovable como de la red pública.

En horario diurno y mientras las condiciones meteorológicas sean favorables, se dispondrá de una energía renovable que irá variando a lo largo del día. Se busca optimizar este consumo de manera que, en función de la demanda de las cargas y la disponibilidad de energía fotovoltaica, el sistema ajuste la producción para no inyectar a red cuando la producción supera a la demanda o bien, utilizar toda la energía renovable disponible e importar la faltante de la red, cuando la producción es inferior a la demanda.

RENOVABLE > CONSUMO → LIMITAR GENERACIÓN

RENOVABLE < CONSUMO → IMPORTAR DE RED



Para lograr la gestión del conjunto descrita es necesario diseñar un control que se encargue de la monitorización y la actuación sobre la producción. Se insertan dos puntos de medición de energía, uno en el lado de las cargas y otro a la salida del inversor. Estos valores se transmiten por comunicaciones al equipo de control que es el que toma la decisión de aumentar, disminuir o detener la producción. Las comunicaciones se establecen mediante protocolo Modbus TCP con el dispositivo analizador de red instalado a la salida del inversor y también en el control/monitorización de este inversor. La monitorización de energía de las cargas se implementa con protocolo de comunicaciones EtherCAT. El sistema de control actúa enviando la consigna correspondiente al inversor, así como actuando sobre el relé de seguridad a la salida del bloque de generación.

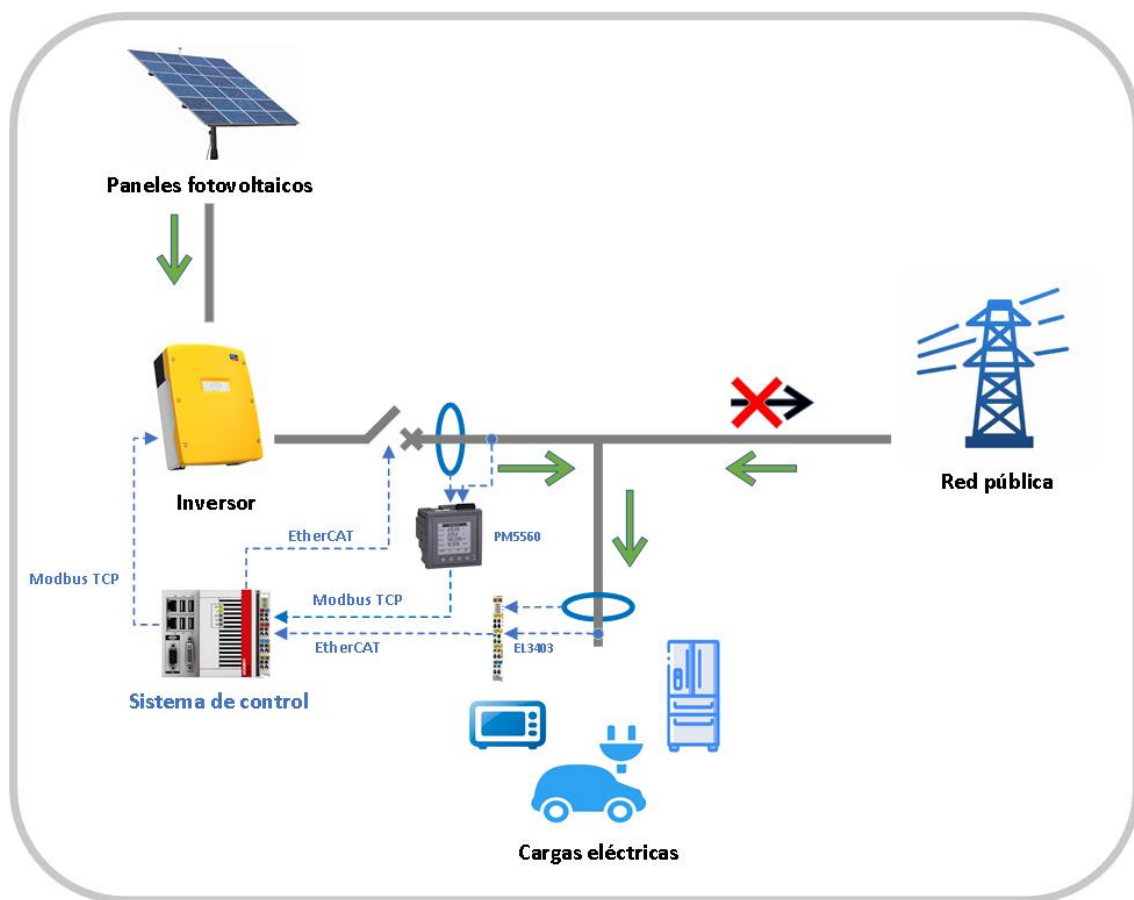


Fig. 5 - Sistema de control y comunicaciones

### 2.2.1. Paneles fotovoltaicos

Los paneles fotovoltaicos son dispositivos que transforman la energía proveniente del sol en energía eléctrica por medio de dispositivos semiconductores, células solares. Las células se agrupan en módulos y éstos en paneles fotovoltaicos.

La instalación generadora está compuesta por varios paneles agrupados en serie formando lo que se denomina "string". A la entrada del inversor llegan los circuitos en



DC de dos agrupaciones string, con su respectiva protección eléctrica con fusible en cada polo.



Fig. 6 - Paneles fotovoltaicos instalados en el edificio GAIA

### 2.2.2. Inversor SMA – Sunny Tripower 5000TL

Tradicionalmente la producción de energía eléctrica ha tenido una estructura centralizada, consistente en grandes instalaciones ubicadas allí donde se genera la electricidad a gran escala. Este tipo de producción se conoce como generación centralizada. La naturaleza de las fuentes de energía de donde se obtiene la electricidad puede ser de tipo combustibles fósiles, combustible nuclear, hidroeléctrica, granjas eólicas, etc... Normalmente estos centros de generación están alejados de los lugares donde se consume la mayor parte de lo que se produce. Por ello, se hace necesario disponer una red de transporte de muy alta tensión y largas distancias y de un entramado de distribución para que la energía producida llegue al lugar donde se consume.

Por otro lado, en los últimos años se ha ido desarrollando una estructura de producción eléctrica denominada generación distribuida, DG (distributed generation). En este caso, la energía se genera y se produce cerca del lugar donde va a ser consumida. Las fuentes de energía que son empleadas en esta topología suelen ser del tipo fotovoltaica, mini eólica, biomasa, así como también generadores de combustibles fósiles.

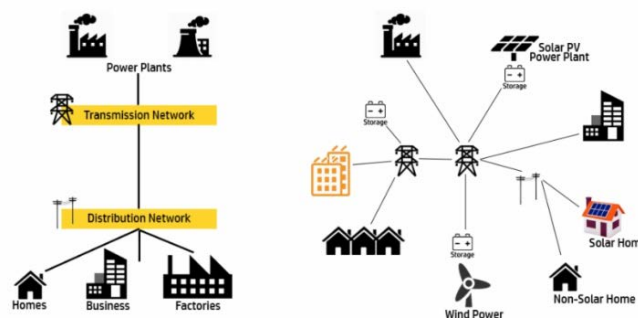


Fig. 7 - Generación centralizada vs generación distribuida

Una micro red es el conjunto de instalaciones, dispositivos, cargas, generadores y sistemas de almacenamiento que se estructura en base al concepto de generación distribuida. Pueden funcionar de manera autónoma o bien estar conectadas a la red pública.

Uno de los elementos que componen la micro red es el inversor. Según la función que desempeña dentro de la micro red se pueden clasificar en tres tipos:

- Grid – forming: su misión es regular la tensión y la frecuencia del sistema eléctrico en modo de operación de la micro red aislado.
- Grid – supporting: su misión es extraer la potencia activa máxima de la fuente de energía y proporcionar la potencia reactiva necesaria para las cargas y para caídas de tensión en red (voltaje sag – caída de entre 10% y 90% del valor nominal). Operan en modo conectado a red.
- Grid – feeding: su misión es ajustar su potencia activa y reactiva de salida en función de las cargas conectadas o la fuente de energía. Operan en modo conectado a red. No pueden funcionar en modo de operación aislado.

El inversor utilizado es el Sunny Tripower 5000TL del fabricante SMA, que asume el rol de grid – feeding, es decir, no puede operar sin estar conectado a red y entrega una potencia de salida en función de las cargas, la consigna establecida o la energía disponible en la fuente de energía renovable. La potencia máxima que puede entregar son 5000 W. El inversor se encarga de transformar la electricidad recibida en corriente continua a corriente alterna, de acuerdo con los parámetros de la red a la que está conectada, y de extraer la máxima potencia de esta energía recibida de las placas fotovoltaicas. Para ello, este equipo concreto cuenta con dos algoritmos seguidores del punto de máxima potencia, MPPT (maximum power point tracking).

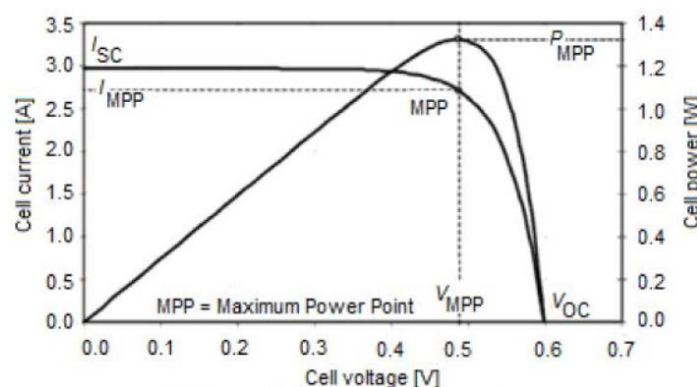


Fig. 6 - Curva característica de paneles PV con MPP

La potencia suministrada por los paneles fotovoltaicos varía dependiendo de factores como la temperatura y la irradiancia, así pues, la misión de estos algoritmos MPPT es

ajustar el punto de trabajo del inversor de manera que se extraiga la máxima potencia de la generación fotovoltaica.

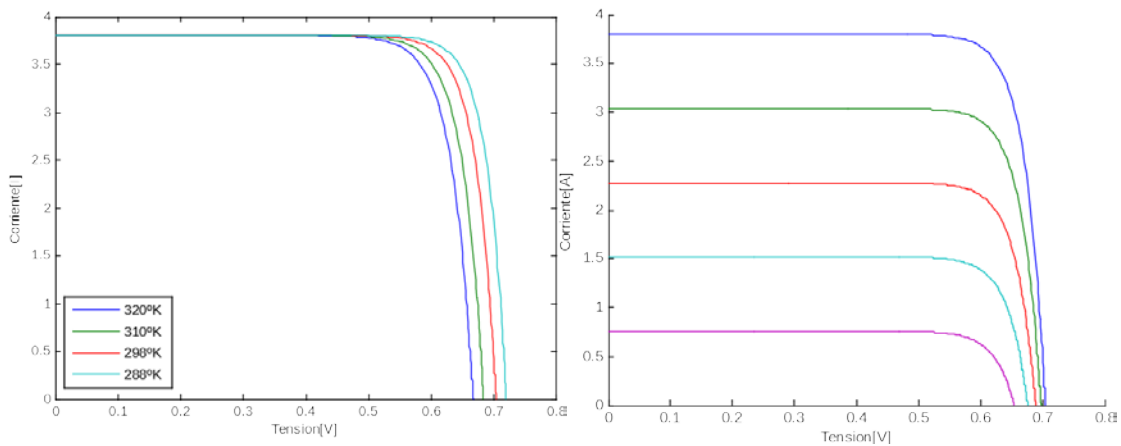


Fig. 8 - Curvas I-V características en función de la temperatura y la irradiancia

El inversor también dispone de un puerto ethernet mediante el cual es posible establecer comunicaciones punto a punto para su configuración utilizando el software proporcionado por el fabricante Sunny Explorer. También es posible realizar dicha configuración habilitando las comunicaciones Bluetooth. Además de para la configuración, este puerto se utiliza para las comunicaciones Modbus, con la que se pueden leer/escribir datos en el equipo y/o enviarle consignas de manera cíclica.



Fig. 9 - Inversor SMA Sunny Tripower 5000TL

### 2.2.3. Analizador de red - Schneider PM5500

El equipo analizador de red es el modelo PM5500 del fabricante Schneider. Es una central de medida que ofrece muchas posibilidades de medición, análisis y gestión de la energía. Entre ellas se encuentran, por ejemplo, la representación gráfica de diagramas de armónicos y fasoriales o un servidor web incorporado. No obstante, en el presente trabajo, solamente se utilizará para realizar la medida de corrientes y tensiones de cada una de las fases y el conductor neutro en la salida del inversor.

El PM5500 dispone de dos puertos ethernet de comunicaciones. A través de uno de estos puertos y mediante Modbus, se leen los valores que precisa el hardware de control para realizar la gestión del sistema.



Fig. 10 - Analizador de red Schneider PM5500

### 2.2.4. Medida de intensidades y voltajes

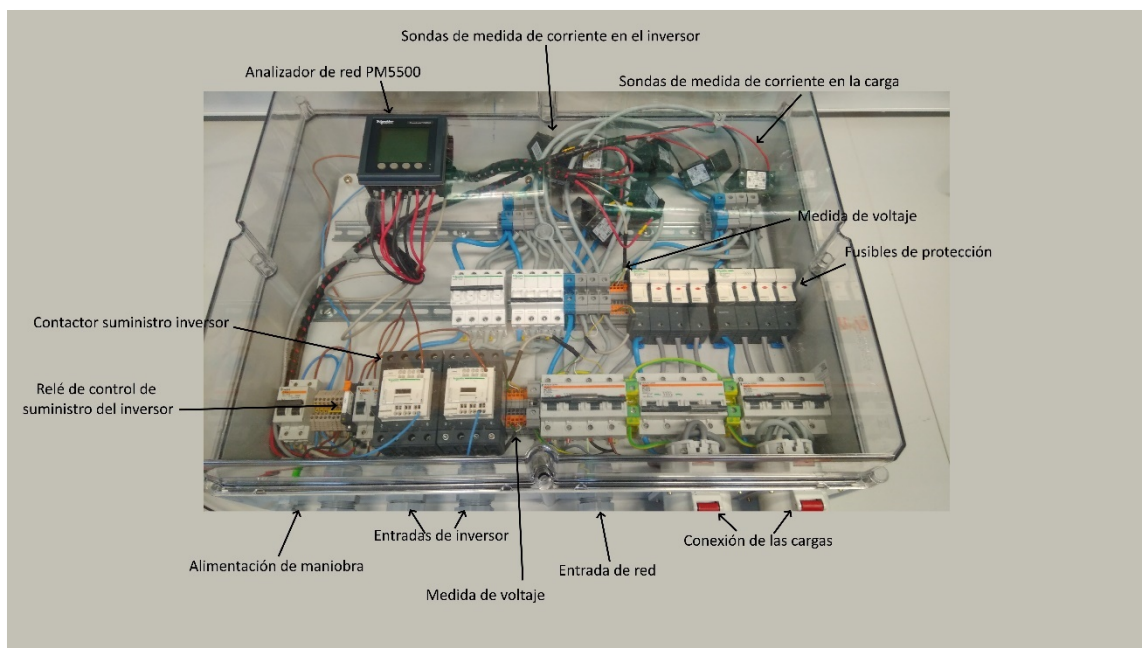
Para realizar la medida de energía se necesitan los valores de tensión y corriente de las fases. Para ello se instalan sondas de corriente (transformadores de medida de intensidad) en cada una de las fases y el neutro a la salida del inversor. También, se instalan sondas de corriente para medir el consumo de las cargas en cada una de las fases. Para el voltaje, se realiza mediciones directas, una en la entrada de la red y otra en la salida del inversor. Para la medida de corriente se instalan los transformadores de intensidad de barra pasante, modelo TC5-40-5A de Circutor cuya relación de transformación es 40/5 A.



Fig. 11 - TC5-40-5A de Circutor

### 2.2.5. Hardware eléctrico

Se realiza el montaje del hardware con la aparamenta, protecciones y cableado eléctrico necesario que formará el punto de interconexión entre el bloque de generación, la red de distribución y las cargas conectadas. Todo se centraliza en una caja modular de aislamiento eléctrico, en carril DIN y con acceso a la consulta y configuración del analizador de red PM5500.



*Fig. 12 - Montaje de hardware en caja de aislamiento eléctrico*

Como elemento de carga se utiliza un banco de resistencias para ensayos con 4 escalones de carga disponibles. Los valores son los siguientes:

- Step 1: 4.5 kW
- Step 2: 3 kW
- Step 3: 2.1 kW
- Step 4: 1.2 kW



Fig. 13 - Armario de cargas utilizado en los ensayos

### 2.3. Hardware de control

El sistema que realiza el control está compuesto por el elemento principal, el embedded PC CX5120 del fabricante Beckhoff, las protecciones eléctricas y los módulos necesarios para su alimentación, las comunicaciones y la medida de valores.

En cuanto a la parte de alimentación y protección, se monta un interruptor magnetotérmico bipolar. Se alimenta con una fuente conmutada Polyflux FCP5 de 24V DC capaz de suministrar 4A de corriente máxima. A continuación, se protege con fusible y otro magnetotérmico con el fin de desconectar en primer lugar solamente el positivo en el apagado del CX5120, tal y como indica el fabricante Beckhoff.

En la estación principal de control se implementan el CX5120, el módulo de salidas digitales EL2008 y el módulo de extensión EtherCAT EK1110. Las salidas digitales permitirán enviar la señal para permitir o no el suministro del bloque de generación. El circuito de maniobra se compone de un relé de continua y un contactor de 4 polos 440V AC y 80A Schneider LC1DT80A3P7. La señal de la salida digital alimenta un relé DC. Éste alimenta la bobina AC que gobierna el contactor de apertura o cierre de la salida del inversor. El módulo de extensión EtherCAT se utiliza para establecer las comunicaciones mediante EtherCAT con la estación remota.

La estación remota se compone del módulo acoplador de bus EtherCAT EK1100 y el módulo de entradas analógicas para la medida de potencia trifásica EL3403. El acoplador de bus EtherCAT hace posible que otros módulos que sólo se conectan mediante el E-bus, como es el caso de la serie ELXXXX puedan ser insertados dentro de un bus EtherCAT. El módulo de entradas analógicas permite la lectura de valores de intensidad y voltaje en el lado de las cargas.

En cuanto a la comunicación Modbus TCP, se añade un switch ethernet CU2005 de Beckhoff con 5 puertos RJ45, que servirá para la conexión de los equipos remotos con los que sea necesario interactuar. Así pues, se conectarán: el elemento de control para el envío y recepción de datos, el inversor Tripower 5000TL para que pueda recibir las



consignas y el analizador de red PM5500 de la salida del inversor para la lectura de valores.

Se conecta el cableado para alimentar todos los módulos de manera que, tanto a la estación principal como a la estación remota, se lleva el suministro de 24 V DC y la puesta a tierra para el funcionamiento de cada dispositivo en general y del E-bus y, además, una segunda alimentación para los Power Contact que necesitará el módulo de salidas digitales de la estación principal y el de medida de potencia trifásica en la estación remota.

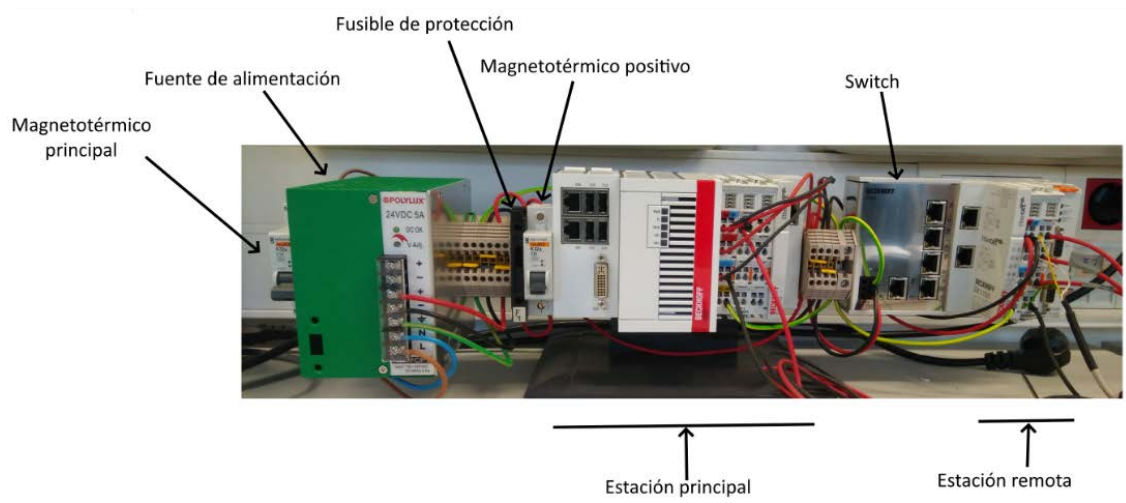


Fig. 14 - Hardware de control Beckhoff

### 2.3.1. Embedded PC CX5120 de Beckhoff

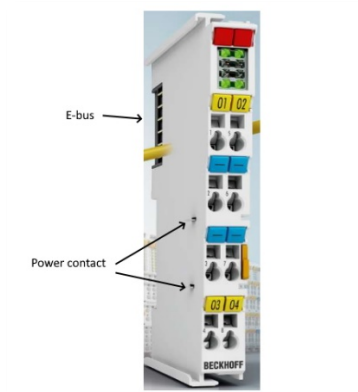
El elemento encargado del control es el embedded PC CX5120-0155 de Beckhoff. Es una tecnología de control basada en arquitectura PC, lo que se denomina PAC (programmable automation controller) que está orientado al control automatizado avanzado, al diseño de equipos para laboratorios o a la medición de magnitudes analógicas entre otros. Estos dispositivos son una evolución lógica de la tecnología de PLC (programmable logic controller) en la automatización industrial en cuanto a prestaciones para su utilización en aplicaciones más complejas. Se puede decir que es un controlador de automatización industrial multifuncional que combina las características de confiabilidad, robustez y facilidad de uso que poseen los PLC con la potencia de cómputo, el procesamiento de comunicación y el amplio software de terceros de un computador industrial (IPC).

En concreto, el sistema operativo que lleva instalado el CX5120 es Windows 10 IoT Enterprise de 64 bit. El software de desarrollo y para su funcionamiento en tiempo de ejecución es Twincat 3. Es un sistema que trabaja en tiempo real y el tiempo de ciclo determinista. Tiene un diseño compacto y modular que le permite ampliar sus capacidades y adaptarse a cualquier aplicación. Así, tiene diversas opciones de

módulos de entrada/salida y de pasarelas para diferentes protocolos de comunicación de los buses de campo.

Con la alimentación de 24V que necesita para el funcionamiento de la propia CPU también se le suministra energía al E-bus. Este bus se utiliza para comunicar los módulos entre sí, una vez han sido insertados correctamente con los módulos adyacentes y en el carril DIN. Mediante un conector que se halla embebido en el propio módulo se proporciona la alimentación para los chips EtherCAT, con 2 contactos y los otros 4 son utilizados para el bus EtherCAT de comunicaciones.

Por otro lado, también existen módulos que poseen lo que Beckhoff denomina Power Contact. Éstos necesitan una alimentación extra, es decir, no están conectados internamente a la alimentación principal. Su función es la transmisión de potencia para la electrónica propia de cada módulo. No obstante, todos los módulos no tienen la misma alimentación ni el mismo consumo, pueden ser desde 5 V hasta 230 V, por ejemplo. Hay que tener precaución a la hora de insertar módulos ya que si tienen diferentes voltajes de funcionamiento se ha de interrumpir la continuidad de los Power Contact.



*Fig. 15 - E-bus y Power contact*

El CX5120 dispone una memoria RAM de 2 GB y tarjeta de memoria para almacenamiento de 60 GB de capacidad. También dispone de una UPS integrada de 1 segundo de duración consistente en una batería interna basada en condensadores. Esto permite que las variables definidas como persistentes puedan guardar su valor en caso de parada del equipo o bien por la pérdida de alimentación. Para el guardado automático de estos datos en las situaciones indicadas se requiere que, por software, se incluya en el código un bloque de función específico para tal fin.

En el frontal del equipo se encuentran varios leds que indican diferentes estados de funcionamiento.



Display	LED	Meaning
PWR	PWR	Power supply The Power LED comes on when the device is connected to a live power supply unit (green).
TC	TC	TwinCAT status LED TwinCAT is in Run mode (green) TwinCAT is in Stop mode (red) TwinCAT is in Config mode (blue)
HDD	HDD	Read/Write Compact Flash (red) Indicates access to the CF card.
FB1	FB1	Status LED1 for fieldbus (function is written at the fieldbus interface)
FB2	FB2	Status LED2 for fieldbus (function is written at the fieldbus interface)

Fig. 16 - Leds de estado del CX5120

En lo que respecta a las comunicaciones, este equipo dispone de dos puertos Ethernet independientes. No es un switch integrado, es decir, cada uno tiene asignado una dirección IP diferente. Ambos interfaces son capaces de soportar velocidades de red desde 10 Mbit/s a 1 Gbit/s.

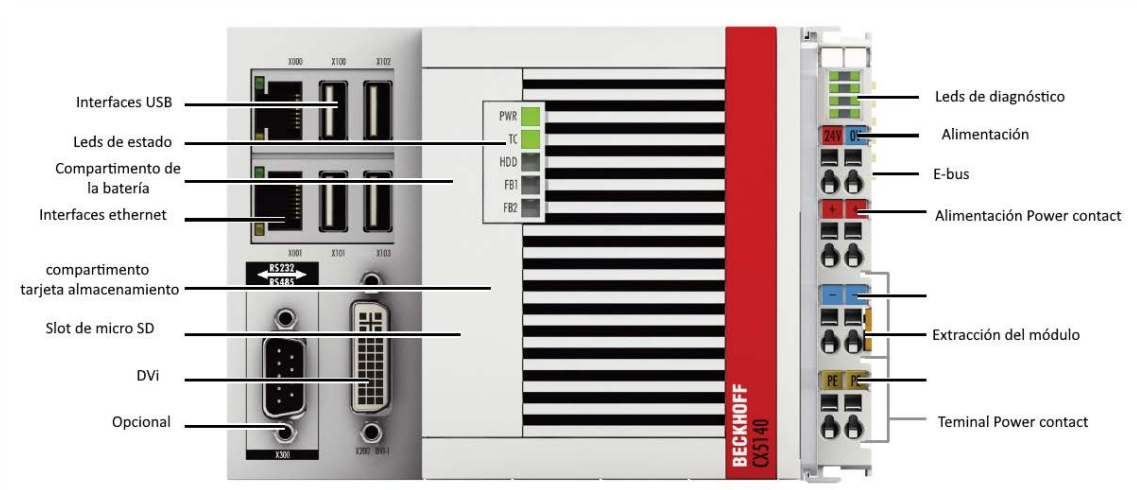


Fig. 17 - CX5120 de Beckhoff

A continuación, se muestra un cuadro resumen con varias características del equipo.

Technical data	CX5120	Dimensions (W x H x D)	124 mm x 100 mm x 92 mm
Processor	Intel Atom® E3815, 1.48 GHz	Weight	approx. 860 g
Number of cores	1	Operating/storage temperature	-25 ... +60 °C/-40 ... +85 °C
Flash memory	slot for CFAST card and microSD card, cards not included	Relative humidity	95 %, no condensation
Main memory	2 GB DDR3 RAM (not expandable)	Vibration/shock resistance	conforms to EN 60068-2-6/EN 60068-2-27
Persistent memory	integrated 1-second UPS (1 MB on CFAST card)	EMC immunity/emission	conforms to EN 61000-6-2/EN 61000-6-4
Interfaces	2 x RJ45 10/100/1000 Mbit/s, 1 x DVI-I, 4 x USB 2.0, 1 x optional interface	Protection class	IP 20
Diagnostics LED	1 x power, 1 x TC status, 1 x flash access, 2 x bus status	Approvals/markings	CE, UL, ATEX, IECEx
Clock	internal battery-backed clock for time and date (battery exchangeable)	Ex-Marking	II 3 G Ex nA IIC T4 Gc II 3 D Ex tc IIC T135 °C Dc Ex nA IIC T4 Gc Ex tc IIC T135 °C Dc
Operating system	Microsoft Windows Embedded Compact 7, Microsoft Windows Embedded Standard 7 P or Microsoft Windows 10 IoT Enterprise LTSC	TC3 performance class	Performance (40); please see <a href="#">here</a> for an overview of all the TwinCAT 3 performance classes
Control software	TwinCAT 2 runtime TwinCAT 3 runtime (XAR)		
I/O connection	E-bus or K-bus, automatic recognition		
Power supply	24 V DC (-15 %/+20 %)		
Current supply E-bus/K-bus	2 A		
Max. power loss	9 W (including the system interfaces)		

Fig. 18 - Características principales del CX5120

### 2.3.2. Módulos complementarios

#### 2.3.2.1. Estación principal

En la estación principal se encuentra el CX5120 junto con las tarjetas EL2008 y EK1110.

##### ➤ EL2008

El EL2008, como ya se indicó anteriormente, es un módulo de salidas digitales que, en este caso dispone de 8. Necesita una alimentación de los Power Contact de 24 V DC. El tipo de carga que se puede conectar a la salida puede ser de tipo óhmica, inductiva o lámpara. La tensión de cada salida son 24 V DC (-15% / +20%) y la corriente máxima son 0.5 A. Cada salida está eléctricamente aislada respecto a los elementos en campo (aislamiento 500 V - E-bus respecto de voltaje en campo) y está protegido contra polaridad inversa en los Power Contact. El tiempo de conmutación para T-on es de 60 us y T-off es 300 us. La actividad de cada salida se indica con el led de señalización correspondiente.

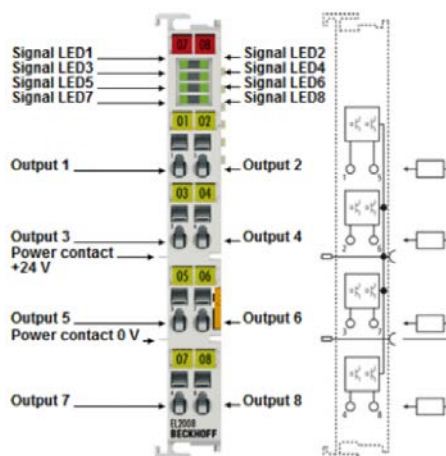


Fig. 19 - EL2008 de Beckhoff. Salidas digitales

### ➤ EK1110

El módulo EK1110 se encarga de establecer la comunicación EtherCAT con la cabecera de la estación remota y se inserta al final de bloque EtherCAT. La alimentación se obtiene vía E-bus. En este caso no se precisa de alimentación de Power Contact. La conexión con la estación remota se realiza mediante el puerto ethernet. La distancia máxima hasta la siguiente estación EtherCAT es de 100 m.

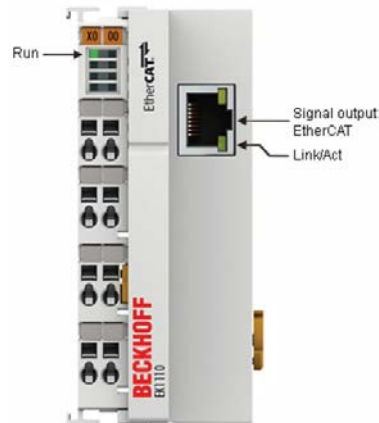


Fig. 20 - EK1110 de Beckhoff. Final de bus y extensión EtherCAT

A continuación, se muestra la estación principal.

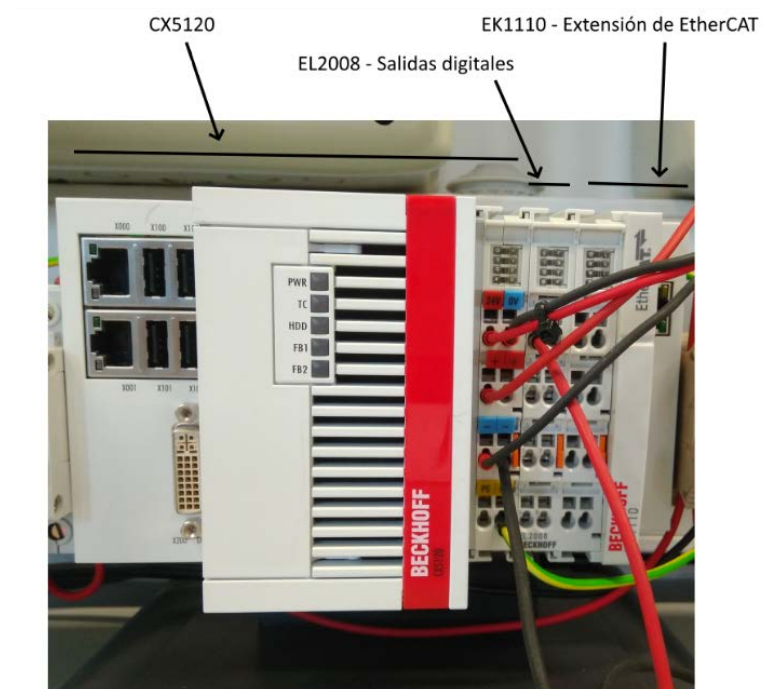


Fig. 21 - Estación principal del sistema de control

### 2.3.2.2. Estación remota

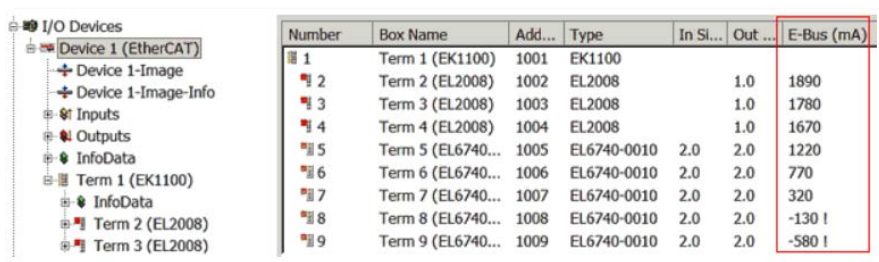
La estación remota tiene instalados los módulos EK1100, EL3403, EL6022 y EL9011.

La tarjeta EL6022 es una interface utilizado para comunicaciones serie, ya sea RS232 o RS485 (RS422). Para la aplicación que se presenta en este trabajo no se usará ya que las comunicaciones Modbus con los equipos remotos son sobre TCP.

La denominada EL9011 es simplemente una moldura plástica para cubrir los contactos E-bus que se acopla a la derecha del último módulo y queda insertada en el carril DIN, en el final del bloque.

#### ➤ EK1100

La tarjeta EK1100 es la cabecera del bus EtherCAT que permite conectar una serie de módulos que disponen de E-bus (ELxxxx/ESxxxx/EMxxxx) a una red EtherCAT. En el caso que nos ocupa, este módulo es necesario para tener acceso a la tarjeta de entradas de medida de potencia trifásica. El dispositivo se encarga de convertir los telegramas de Ethernet 100BASE-TX a la representación de señal E-bus que necesitan los módulos conectados a su derecha. Al RJ-45 de la parte superior llega el cable de red que proviene del acoplador de extensión de bus de la estación de nivel superior (en este caso la estación principal). El de la parte inferior podría utilizarse para conectarlo con otras estaciones EtherCAT. El módulo requiere de la alimentación de 24 V DC para su funcionamiento y el correspondiente suministro al E-bus, que como máximo puede proporcionar un total de 2 A al conjunto de tarjetas conectadas a su derecha. En el caso de precisar más, sería necesario insertar una tarjeta extra como fuente de alimentación para dicho bus. Haciendo uso del software de desarrollo TwinCAT 3 es posible verificar el estado de los consumos teóricos de cada módulo conectado y comprobar si existe algún problema. También hay que suministrar alimentación de 24 V DC a los Power Contact ya que la tarjeta de medida de potencia trifásica necesita de ello.



The screenshot shows the 'I/O Devices' tree on the left with 'Device 1 (EtherCAT)' expanded. The main table displays the following data:

Number	Box Name	Add...	Type	In Sl...	Out ...	E-Bus (mA)
1	Term 1 (EK1100)	1001	EK1100			
2	Term 2 (EL2008)	1002	EL2008		1.0	1890
3	Term 3 (EL2008)	1003	EL2008		1.0	1780
4	Term 4 (EL2008)	1004	EL2008		1.0	1670
5	Term 5 (EL6740-0010)	1005	EL6740-0010	2.0	2.0	1220
6	Term 6 (EL6740-0010)	1006	EL6740-0010	2.0	2.0	770
7	Term 7 (EL6740-0010)	1007	EL6740-0010	2.0	2.0	320
8	Term 8 (EL6740-0010)	1008	EL6740-0010	2.0	2.0	-130 I
9	Term 9 (EL6740-0010)	1009	EL6740-0010	2.0	2.0	-580 I

Fig. 22 – Visualización en TwinCAT 3 de consumos de las tarjetas conectadas al E-bus

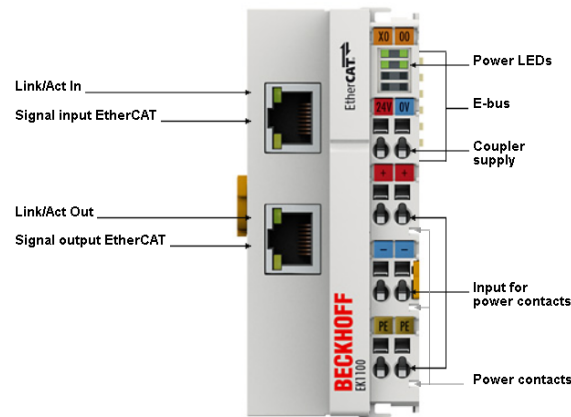


Fig. 23 - Beckhoff EK1100 - Cabecera de bus EtherCAT

### ➤ EL3403-0010

La EL3403-0010 es un terminal tarjeta que posibilita la medida de datos eléctricos en sistemas trifásicos. La tensión es medida a través de los terminales L1, L2, L3 y N. Los valores de la corriente de cada una de las fases se realizan por medio de sondas (transformadores de medida de intensidad) y a través de los terminales  $I_{L1}$ ,  $I_{L2}$ ,  $I_{L3}$  y  $I_N$ . El rango de medida es de 5 A AC. La tensión de línea máxima son 500 V AC 3~ (288 V AC fase-neutro). También puede medir tensiones y voltajes no sinusoidales con una precisión de entre el 1% y el 5%. No mide corrientes y tensiones continuas. La frecuencia de corte de la medida se sitúa en los 260 Hz. La resolución para el voltaje es de 0.1 mV, para la corriente de 5 uA y para la potencia activa de 10mW. El tiempo de ciclo de medida es de  $10 \times T$  (200ms) y es configurable. Los valores que proporciona son RMS. A partir de las lecturas de tensión y corriente de cada una de las fases, el dispositivo calcula la potencia activa, el consumo de energía, el factor de potencia de cada fase, la potencia aparente y el ángulo de desfase. Para la medición de los voltajes se realiza una conexión directa con el circuito de potencia (3F + N) y para la de las intensidades se utilizan tres transformadores de intensidad, uno en cada fase con relación de transformación 40/5. El cable del secundario S1 de cada transformador se conecta a la entrada correspondiente y los cables S2 se unen y se conectan a la entrada  $I_N$ .

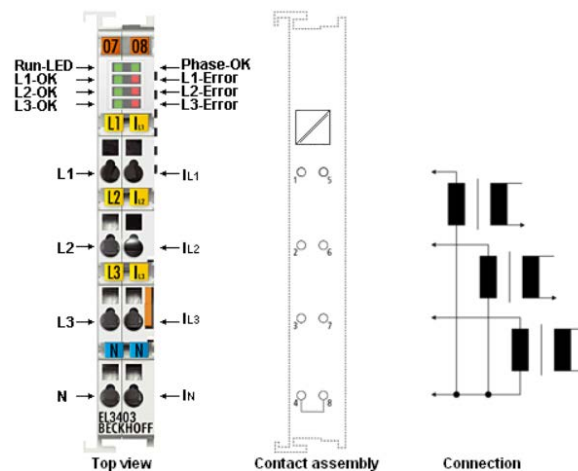


Fig. 24 - Beckhoff EL3403 - Medida de potencia trifásica

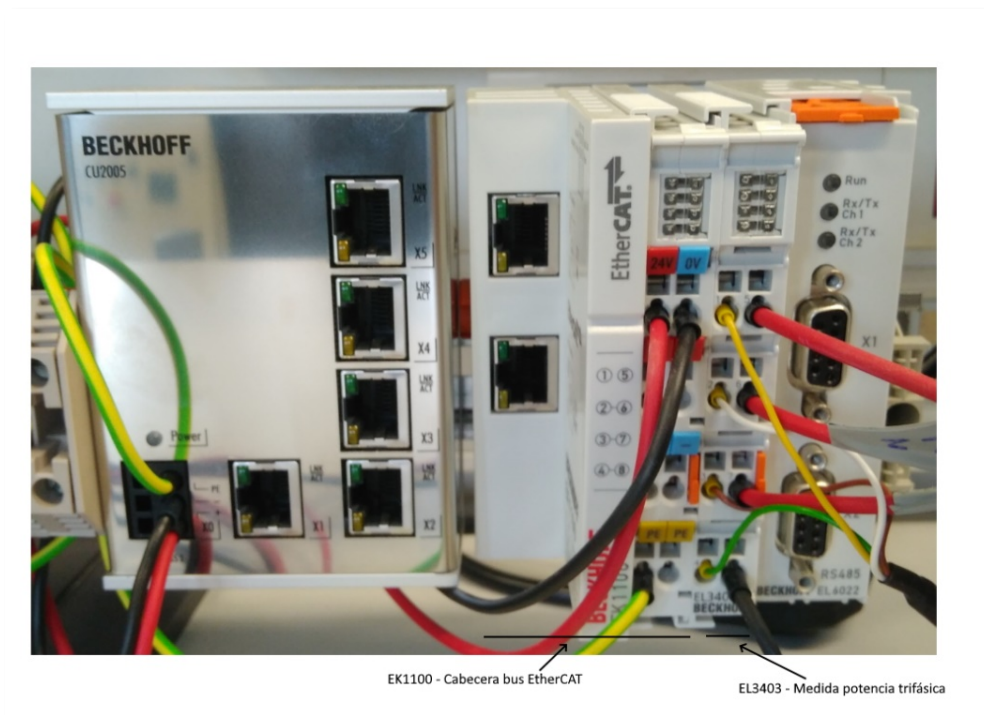


Fig. 25 - Estación remota del sistema de control

### 2.4. Software de control

El software empleado en la configuración del sistema de control es Twincat 3 de Beckhoff y Sunny Explorer de SMA. Twincat 3 también es el software que se utiliza en el desarrollo y el funcionamiento del sistema en tiempo de ejecución.

#### 2.4.1. TwinCat 3 de Beckhoff

Twincat 3 es un paquete de software de desarrollo basado en arquitectura PC y para sistemas operativos Windows. Permite que un sistema PC pueda funcionar como un control en tiempo real con múltiples PLC, NC, CNC o sistemas robóticos. Integra proyectos de PLC (el standard IEC 61131-3), POO (Programación Orientada a Objetos), Motion, HMI, C++ y Matlab/Simulink en un solo software y en una CPU. Cuenta con la posibilidad de configuración de todos los núcleos del PC de control de automatización. Es un software con instalación libre y funciona con la generación de licencias de prueba durante 7 días de manera indefinida. Permite la depuración de los distintos códigos dentro de la misma aplicación. La licencia para el funcionamiento de manera profesional de pago es totalmente escalable.

Twincat 3 XA (eXtended Automation) está formado por dos bloques: Twincat XAE (eXtended Automation Engineering) y Twincat XAR (eXtended Automation Runtime). El primero es el entorno de configuración y desarrollo que se integra en Visual Studio de Microsoft. Permite hasta 64 tareas de PLC en un número ilimitado de proyectos PLC. El segundo está formado por un sistema modular de tiempo de ejecución de PLC, NC, C++, etc. TwinCAT trata a estos módulos como si fueran dispositivos independientes.



La comunicación entre ambos (XAE y XAR) y entre los diferentes módulos se realiza a nivel de software mediante el protocolo ADS (Automation Device Specification) de TwinCAT. En función de la aplicación que se quiera desarrollar existen paquetes de funciones agrupados por tipo.



Fig. 26 – Grupos de paquetes de funciones disponibles

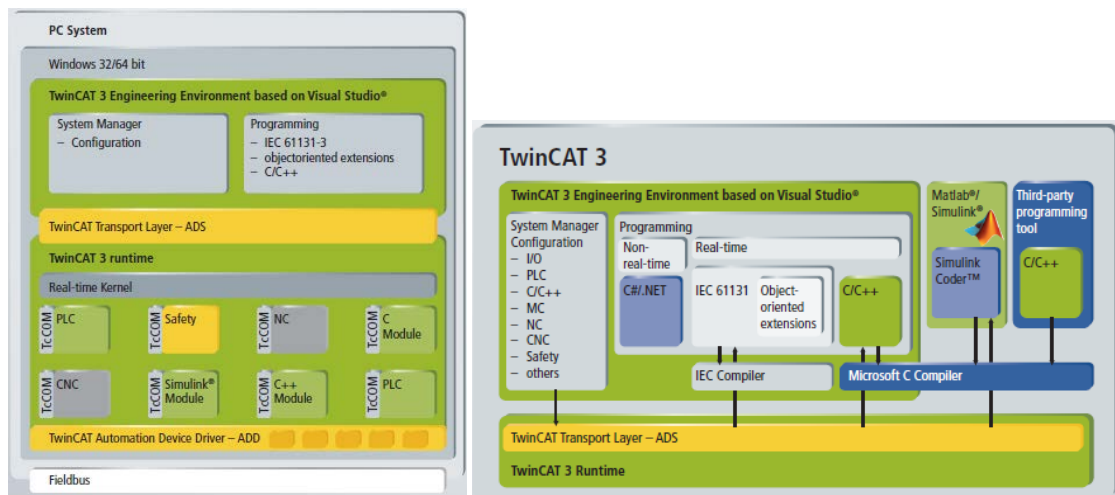


Fig. 27 - Arquitectura TwinCAT 3 - XAE XAR

Se pueden configurar los diferentes núcleos del PC y asignar diferentes tareas a cada uno. También se puede cambiar el tiempo base, el límite de CPU y el aviso por latencia. El tiempo base es el periodo de tiempo en que el planificador (scheduler) comprueba las tareas que deben ejecutarse. A este tiempo base puede asignársele un valor de hasta 50 us como mínimo. Una tarea puede ser configurada con un período de ejecución mayor o igual que el tiempo base. El “CPU limit” indica el porcentaje de tiempo que TwinCAT puede disponer de la CPU, el resto es el tiempo que será usado por el sistema operativo Windows.

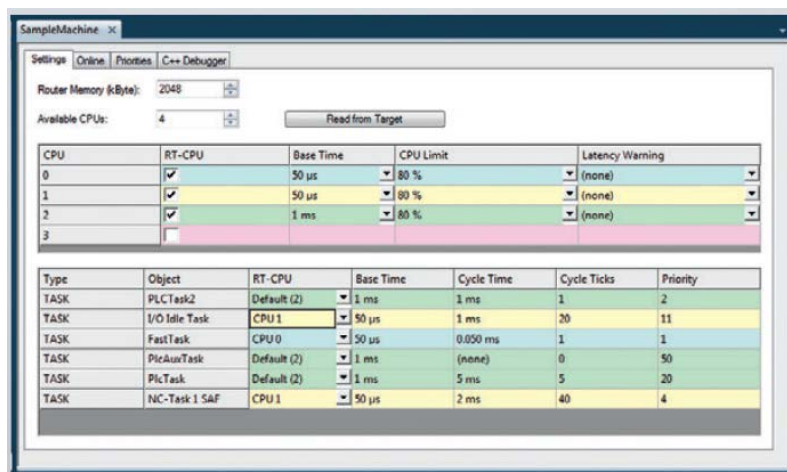


Fig. 28 - Configuración de núcleos y tareas en Twincat 3

## 2.4.2. Sunny Explorer de SMA

Sunny Explorer es un software de configuración y monitorización de los inversores del fabricante SMA. Para conectarse a la planta se puede hacer mediante comunicación inalámbrica Bluetooth o bien mediante Speedwire (cable de red RJ-45). Cuenta con dos niveles de usuario, el básico y el instalador con diferentes permisos de ajustes. Entre las funciones disponibles están: la vista rápida del estado de la instalación, la parametrización de los dispositivos, el diagnóstico de fallas, la exportación del registro de eventos en formato CSV o la actualización de los dispositivos.

El ajuste total del equipo no es posible ni siquiera para el usuario instalador si no se dispone del Grid Guard Code de SMA. Con este código el fabricante bloquea diversos parámetros que tienen que ver por ejemplo con el tipo de red, la normativa nacional o el tipo de respuesta del inversor (curvas).

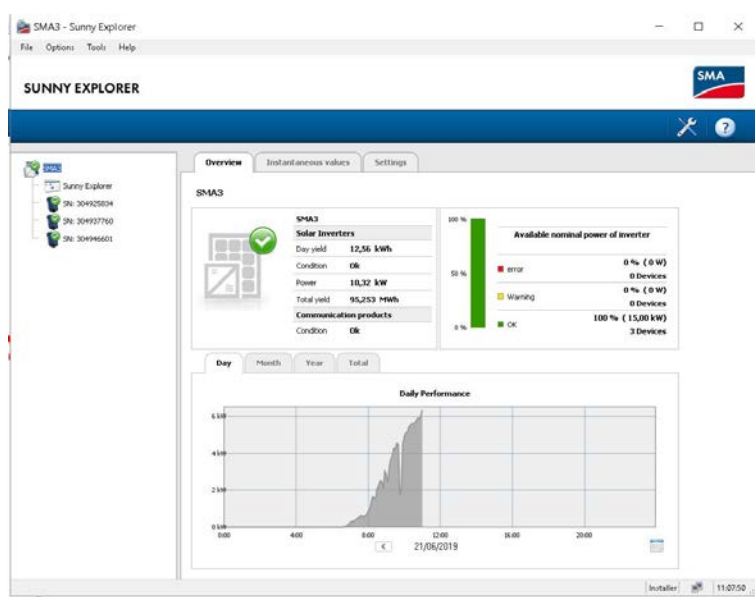


Fig. 29 - Vista principal de Sunny Explorer de SMA



## 2.5. Comunicaciones

Para que el sistema sea funcional es imprescindible el uso de las comunicaciones para la interacción de los diferentes equipos. La elección de los dispositivos necesarios para cada aplicación conlleva adaptar el diseño a las diferentes tecnologías propuestas por cada fabricante en concreto. Así, el inversor instalado en el laboratorio del edificio GAIA dispone de comunicación inalámbrica Bluetooth o bien de comunicación mediante Modbus, esta última accesible a través del puerto RJ-45, el mismo que es utilizado para la monitorización y parametrización mediante Speedwire y el software Sunny Explorer.

El analizador de red PM5500 permite utilizar los protocolos Modbus TCP, BACnet/IP, HTTP, SNTP, SNMP, SMTP y TP y tiene capacidad para establecer comunicaciones a velocidades de datos de hasta 100 Mbps a través de su puerto de comunicaciones Ethernet.

En esta aplicación se ha optado por utilizar el protocolo Modbus para las comunicaciones con el inversor y el analizador de red. La topología de la red es en estrella siendo los dispositivos conectados a un switch.

Por otro lado, al utilizar equipos Beckhoff se tiene la posibilidad de hacer uso de la tecnología EtherCAT, con todas las ventajas que de ello se derivan: trabajar con un sistema en tiempo real, con sincronismo y determinista.

### 2.5.1. Modbus TCP

Modbus es un protocolo de comunicación que se encuentra en la capa 7 del modelo OSI. Es un standard de la industria desde 1979. Es público y de fácil implementación. El puerto TCP asignado para comunicaciones Modbus es el 502. Sigue un modelo consulta-respuesta y se implementa en una estructura cliente/servidor. Así, la especificación define cuatro áreas dentro de las cuales existen diferentes códigos de función para la aplicación que se quiera utilizar: digital inputs (discrete inputs – 1 bit), digital output (coils – 1 bit), input registers (16 bit) y output registers (16 bit).

Primary tables	Object type	Type of	Modbus TCP function	Function code
Discretes Input	Single bit	Read-Only	Read Coils	1
			Read Inputs	2
			Read Registers	3
			Read Input Registers	4
Coils	Single bit	Read-Write	Write Single Coil	5
			Write Single Register	6
Input Registers	16-bit word	Read-Only	Write Multiple Coils	15
			Write Multiple Registers	16
Holding Registers	16-bit word	Read-Write	Read/Write Multiple Registers	23
			Diagnostics	8

Fig. 30 - Áreas de la especificación Modbus y códigos de función

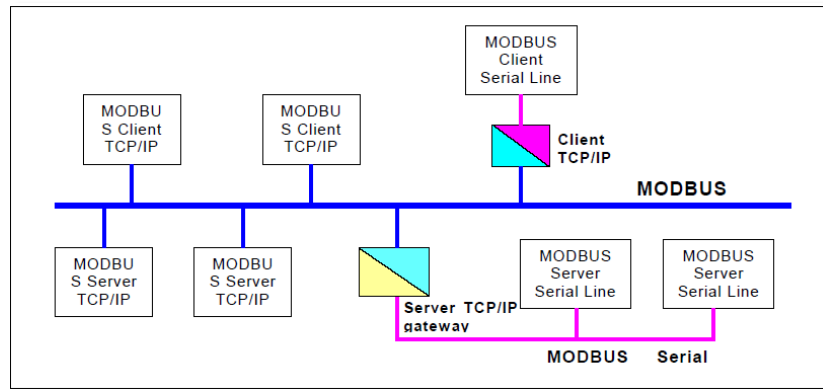


Fig. 31 - Arquitectura de comunicación Modbus TCP/IP

La trama Modbus está formada por la ADU (unidad de datos de aplicación), que a su vez contiene la subtrama PDU (unidad de datos de protocolo). Por un lado, la subtrama PDU se construye con el código de función y los datos que se quieren incluir y que tienen que ver con esa solicitud o recepción. El tamaño máximo son 253 bytes. Respecto a la ADU, existen tres formatos estándar según el tipo de comunicación que son TCP, unidad terminal remota (RTU) y ASCII. Estos dos últimos se utilizan cuando la comunicación se realiza por el puerto serie. Por el contrario, TCP es el utilizado en redes TCP/IP o UDP/IP. La ADU de TCP está formada por el MBAP (encabezado de protocolo de aplicación Modbus) y la PDU. El MBAP se divide en cuatro campos: identificador de la transacción, identificador del protocolo, longitud e identificación de la unidad.

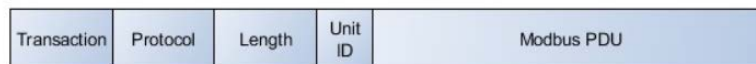


Fig. 32 - Trama Modbus TCP

En lo que respecta al direccionamiento de registros, cada fabricante (en nuestro caso SMA y Schneider) tiene su mapa de bancos de memoria específico en el que el acceso se realiza de manera diferente, aplicando un offset con un valor de -1, a la dirección del registro si se quiere leer o escribir en el PM5500.

### 2.5.2. EtherCAT

EtherCAT es una tecnología creada por Beckhoff. En 2003 pasó a convertirse en un grupo independiente que está formado por diferentes fabricantes con la misión de dar soporte, aconsejar y promocionar dicha tecnología. Son más de 3000 compañías entre fabricantes de dispositivos, proveedores de tecnología y usuarios finales los que tienen relación con EtherCAT. Se puede definir como una tecnología de comunicaciones industrial en tiempo real basada en ethernet. Está incluido en la especificación del

standard IEC 61158. Así, la red ethernet es la única red utilizada desde niveles de señales de campo hasta el nivel corporativo.

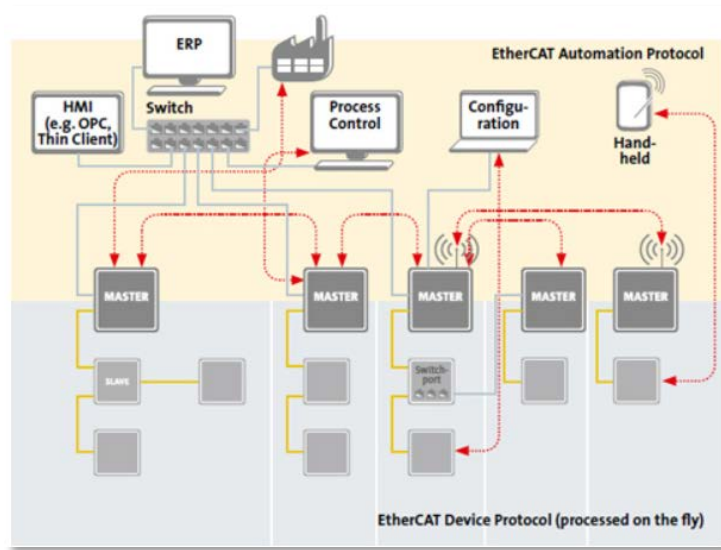


Fig. 33 - Comunicación EtherCAT a todos los niveles

Con el protocolo EtherCAT se consigue tiempo real, determinismo y sincronía sobre una red ethernet standard y además permite el control de entradas/salidas, seguridad, HMI, etc... Es más rápido que algunos buses paralelo, funcionando a velocidad de 100Mbit/s (por ejemplo, 256 entradas/salidas digitales en 11 us). Se basa en el principio de funcionamiento "on the fly". Sólo el maestro puede enviar un telegrama activamente. Dicho telegrama pasa por cada nodo y cada esclavo lee sobre la marcha sus datos correspondientes en la trama y reenvía el telegrama. Estos datos son extraídos e insertados "al vuelo" y procesados por hardware (basados en ASIC o FPGA), no por software como se realiza normalmente en la comunicación Ethernet standard. Por el bus pueden circular varios telegramas con distintas frecuencias, según sea la aplicación, por ejemplo 2 ms para servodrive, más rápido, o 10 ms para un control de temperatura, más lento.

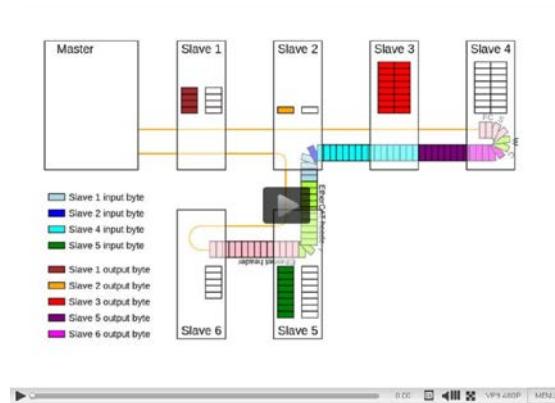


Fig. 34 - Principio de operación de EtherCAT - Timmy Broling (en:User:Brolin) [CC BY-SA 3.0 (<https://creativecommons.org/licenses/by-sa/3.0/>)]

El telegrama EtherCAT está formado por la cabecera Ethernet, los datos EtherCat, los bits de padding y los de detección de errores. A su vez, los datos EtherCAT se dividen en la cabecera y los datagramas ECAT, hasta un máximo de 15. Cada datagrama ECAT tiene una cabecera que contiene, entre otros parámetros, la dirección del nodo destino, y los datos que se están transmitiendo. El telegrama ECAT tiene una longitud mínima de 84 bytes.

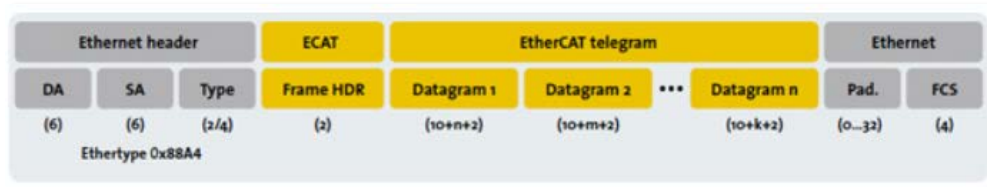


Fig. 35 - Telegrama EtherCAT

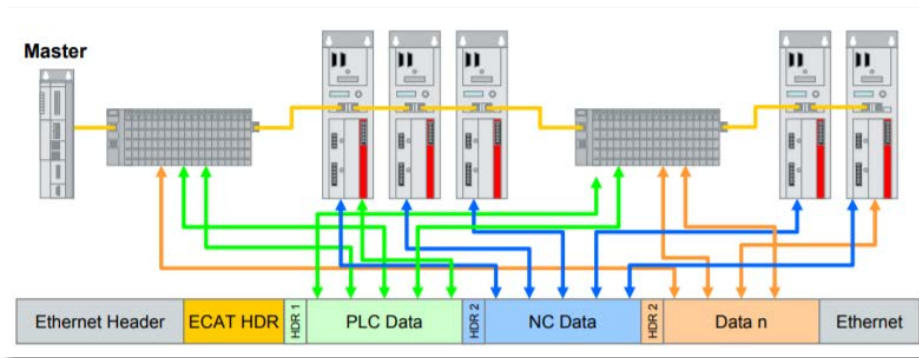


Fig. 36 - Funcionamiento "on the fly"

EtherCAT es un sistema de tiempo real y determinista. Con tiempos de ciclo capaces de alcanzar los 100  $\mu$ s o menos, la dinámica del sistema, es decir, el tiempo entre lectura de entradas, ejecución de tareas y escritura de salidas es conocido. Así, conocido también el tiempo de propagación del bus, el telegrama es transmitido por el maestro cada cierto tiempo  $t$   $\mu$ s y los nodos reciben dicho telegrama cada  $t$   $\mu$ s con el offset del citado tiempo de propagación. No se utilizan maestros dedicados ni buses locales que añadan retardo en el refresco de las lecturas y escrituras en cada ciclo y el tiempo para transmitir los datos desde/hacia el controlador Ethernet que se hace vía acceso directo a memoria (DMA) es despreciable, con lo cual, el tiempo de reacción se reduce de manera significativa. Así, este retardo, de media corresponde a 1.5 ciclo de bus. Un bus de campo tradicional puede llegar a tener un retraso desde 2.5 hasta 5 ciclos de bus.

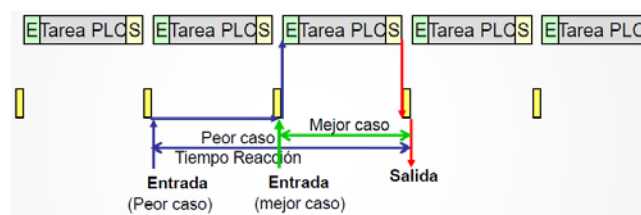


Fig. 37 - Tiempo de reacción con EtherCAT

EtherCAT es síncrono, es decir, todas las salidas son efectivas en el mismo instante a nivel de bus de campo, siempre y cuando los nodos esclavos cuenten con relojes distribuidos (DC, distributed clocks). Los módulos esclavos EtherCAT disponen de un reloj de 64 bit con resolución de 1 ns. Cada esclavo pone en marcha el cronómetro cuando llega el telegrama y lo para cuando vuelve de regreso. De esta forma, cada esclavo mide su retraso hasta el final de recorrido. El maestro obtiene el tiempo de cada esclavo y puede calcular el retraso entre ellos y sincronizar todos los relojes de estos esclavos con un margen de nanosegundos. Cuando el maestro envía un valor de salida, éste se guarda en un registro. Cuando se active la señal de sincronismo generada por cada reloj con su offset correspondiente será cuando las salidas se hagan efectivas. El margen para este sincronismo es inferior a 1  $\mu$ s.

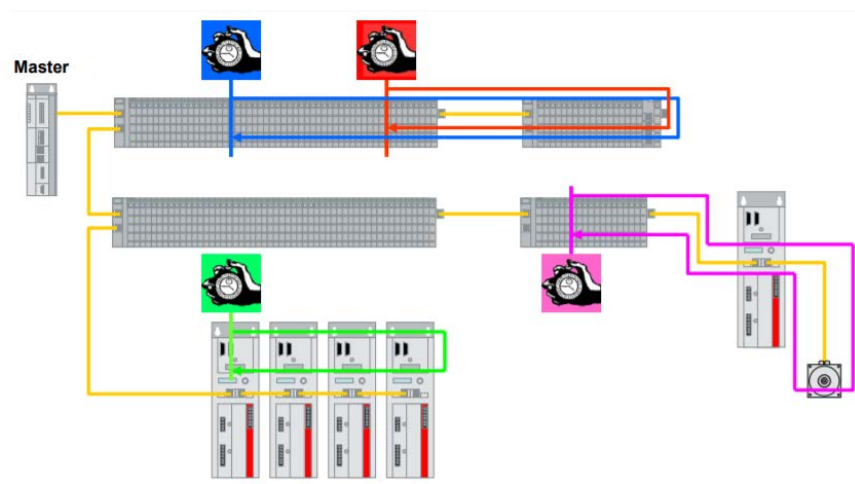


Fig. 38 - Sincronismo y relojes distribuidos en EtherCAT

### 3. Simulación

Se implementa un sistema mediante el software de simulación PSIM. El circuito se organiza en diferentes bloques funcionales: el bloque de generación que representa la fuente de energía renovable y el convertidor (inversor), el bloque de las cargas que representa los consumos y el bloque de red.

El bloque de red está formado por un generador senoidal trifásico con los valores de red 50 Hz de frecuencia y 400 V de tensión de línea.

El bloque de la carga se divide a su vez en dos bloques modelados como subsistemas resistivo-inductivo donde los parámetros que los definen son:

- Carga 1:
  - Potencia aparente nominal ( $S_n$ ) = 15000 VA
  - Factor de potencia ( $fp$ ) = 0.8
- Carga 2:
  - Potencia aparente nominal ( $S_n$ ) = 56250 VA
  - Factor de potencia ( $fp$ ) = 0.8

Con esta parametrización se modela un sistema similar al que se dispone en la realidad, donde el banco de resistencias descrito en el apartado anterior cuenta con dos escalones de carga resistiva de 1200 W y 4500 W para el step 4 y el step 1, respectivamente. Así, la Carga 1 queda con un valor de  $P = 12000$  W y la Carga 2 con un valor de  $P = 45000$  W (factor de potencia = 0.8). Para simular la conexión y desconexión de cada una de las resistencias se inserta un switch trifásico bidireccional gobernado por un control on/off de manera que en el instante  $t = 1$  s se conectan los dos bloques, en  $t = 2$  se desconecta la Carga 2 y en  $t = 3$  se desconecta la Carga 1.

La parte de la generación está modelada con un convertidor conectado a red (grid-feeding) de 50 kW en el que la referencia  $P$  es el valor de ésta medido en las cargas. El VSC se controla mediante un PI. Existe el lazo interno de corriente en el que se realiza el sensado de las corrientes  $i_a$ ,  $i_b$ ,  $i_c$  que son transformadas a la referencia  $dq$ . En el lazo externo se sensa la tensión del bus DC y se compara con la referencia de tensión DC. El error resultante se aplica a un control PI. De la suma de la salida de este control y de la consigna de potencia activa  $P^*$  (y potencia reactiva  $Q^*$ ) se obtienen los valores  $i_d^*$   $i_q^*$  de consigna que serán comparados con las corrientes leídas a la salida, ya transformadas a  $dq$ , para aplicar la señal de error resultante a cada uno de los PI ( $dq$ ). Para la obtención de la fase se utiliza un bloque PLL.

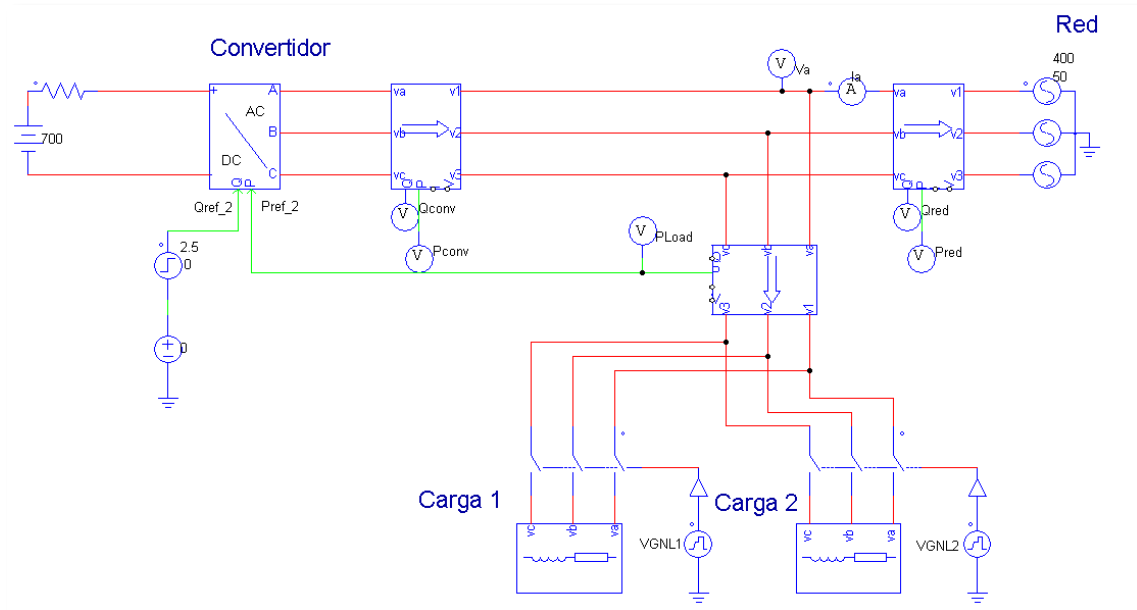


Fig. 39 - Esquemático del circuito simulado con PSIM

Se realiza la simulación durante 4 s. Los instantes donde existe conexión o desconexión de carga son en  $t = 1$  s,  $t = 2$  s y  $t = 3$  s. Se comprueba que cuando están conectadas las dos cargas a la vez, el convertidor no es capaz de proporcionar la potencia demandada necesaria y por tanto la red eléctrica debe suplir esta carencia suministrando la que falta.

A continuación, se muestra la gráfica resultante de la simulación en la que la curva de color verde representa la potencia entregada a las cargas, la de color azul representa la potencia suministrada por el convertidor y la de color rojo representa la potencia de red. En esta última, un valor positivo se entiende como una potencia inyectada a red y un valor negativo es cuando se produce una importación de potencia de red.

En la segunda gráfica, se muestra el detalle en el instante  $t = 2$  s. Se puede comprobar como el convertidor precisa menos de 20 ms para estabilizar la potencia suministrada a la salida ante una desconexión de carga. Así, en el sistema simulado se verifica que, ante una desconexión de carga, el inversor tiene la capacidad de ajustar la salida a la consigna de potencia con holgura suficiente, siendo muy inferior a los dos segundos que, según especifica la normativa, tiene como máximo un sistema anti vertido para corregir tal situación de manera que no se produzca inyección de excedentes a la red, como ya se verá más adelante.

No obstante, al tiempo empleado en alcanzar el estado estacionario se le debe añadir los tiempos de adquisición, procesamiento y transmisión por comunicaciones que además necesita un sistema implementado físicamente en campo.

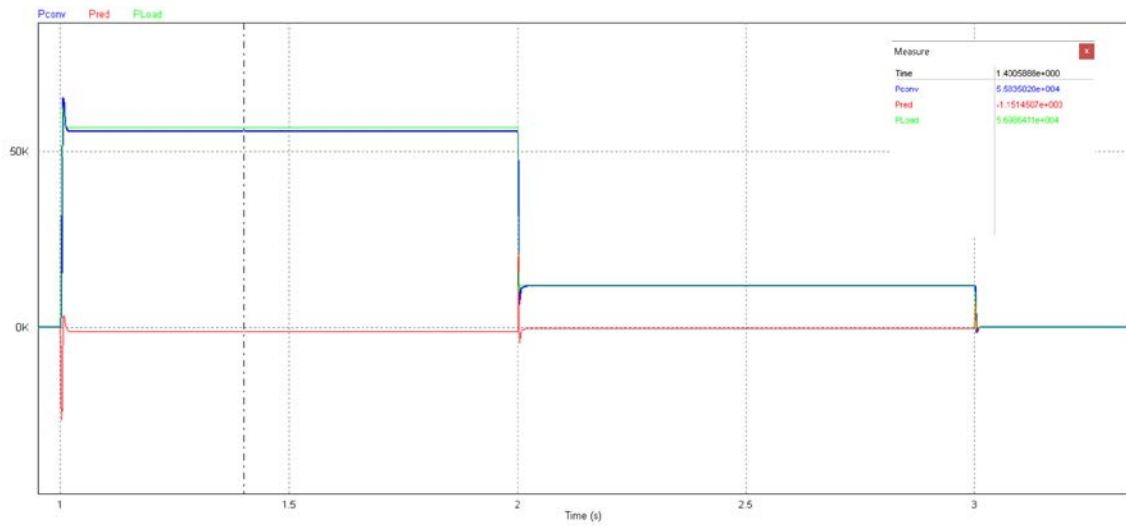


Fig. 40 - Gráfica resultante de la simulación de escalones de carga en PSIM

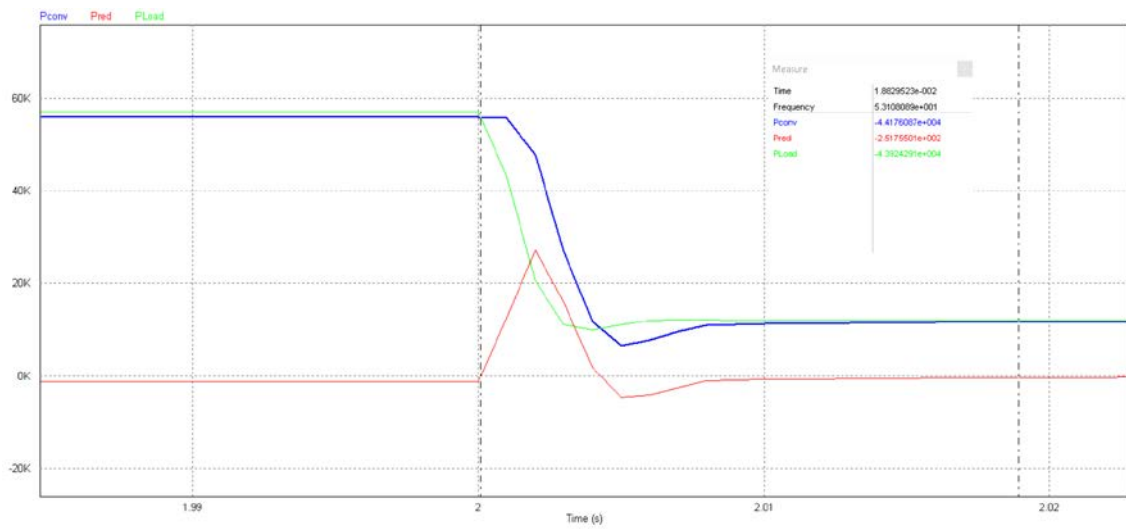


Fig. 41 - Detalle de desconexión de carga en la simulación en PSIM



## 4. Configuración del sistema

Los equipos necesarios para este trabajo han tenido que ser configurados y ajustados para tal fin, tanto en lo que respecta al modo de funcionamiento como a las comunicaciones.

### 4.1. Inversor

Inicialmente, el inversor Sunny Tripower 5000TL con el que se tiene que trabajar, tiene habilitada únicamente la comunicación bluetooth. Con ayuda del software de configuración y monitorización Sunny Explorer instalado en un PC que cuenta con bluetooth se realiza la conexión al equipo y se habilita la comunicación Webconnect dentro de la pestaña de comunicación externa. Esto permite la comunicación a través del puerto RJ-45 que dispone el inversor. Se revisa la documentación referente a Modbus y se contacta con el fabricante para confirmar que el dispositivo puede tener dicha funcionalidad. Finalmente se concluye que se debe actualizar la versión de firmware existente. La versión de firmware presente es la 02.51.05.R y en la documentación se especifica que, para que las comunicaciones Modbus estén habilitadas, la versión de firmware debe ser la 2.56.03.R o superior. Se descarga el paquete de instalación de la web de SMA y se ejecuta la actualización. El nombre del archivo es:

*“FW2.56\_STP5-12000TL\_Sunny\_Explorer\_or\_WebBox\_with\_BT.zip”*

Seguidamente, en Sunny Explorer se puede comprobar que en el apartado de ajustes y la pestaña de comunicación externa aparecen las nuevas opciones de configuración para los servidores Modbus TCP y Modbus UDP, además de Webconnect.

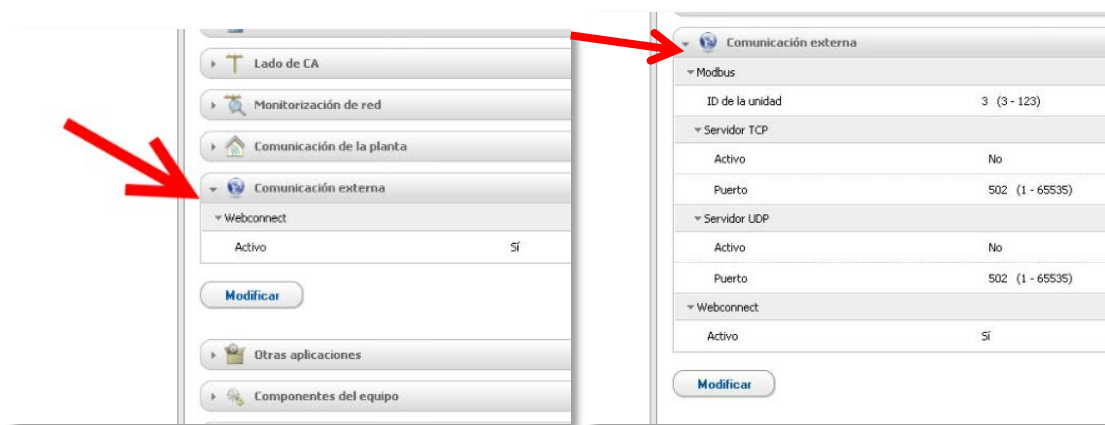


Fig. 42 - Ajustes Modbus en Sunny Explorer antes y después de la actualización de firmware

Se activa el servidor Modbus TCP dejando el puerto genérico reservado, 502. Se comprueban las comunicaciones con la ayuda de un simulador genérico Modbus. La dirección IP del inversor es **169.254.229.34**.



## Configuración del sistema

Así, se selecciona la siguiente ruta en el menú del dispositivo:

Mantenimiento>Configuración>Medida>Básica

Se seleccionan los siguientes valores:

- Sistema de alimentación (el tipo de sistema de alimentación al que se encuentra cableada la central de medida) → **3F4H estrella con tierra** (En estrella trifásico de 4 hilos con toma de tierra)
- Conexiones de TT (número de transformadores de tensión TT que se conectan al sistema de alimentación eléctrica) → **Conexión directa** (No se utilizan TT)
- TI en terminal (Cuántos transformadores de intensidad TI se conectan a la central de medida y a qué terminales se conectan) → **I1 I2 I3 IN** (4 TI conectados a los terminales I1, I2, I3, IN)
- Primario de TI (A) → **40 A** (El valor del primario del TI en amperios)
- Secundario de TI (A) → **5 A** (El valor del secundario del TI en amperios)
- Frecuencia del sistema (Hz) → **50 Hz** (Frecuencia del sistema de alimentación)
- Rotación de fases → **123** (Secuencia de rotación de fases en el sistema trifásico)

El equipo dispone de dos puertos Ethernet que no es necesario configurar. El segundo puerto tiene la función de switch Ethernet y permite instalar cables de red más cortos entre centrales de medida sin necesidad de un dispositivo externo. Para comprobar el funcionamiento de las comunicaciones se realiza la conexión punto a punto a través del primer puerto. Mediante CMD de Windows 10 y comandos de red se verifica la dirección IP de red **169.254.0.10**.

### 4.3. Embedded PC

La configuración del CX5120 se realiza a través del entorno de desarrollo de TwinCAT 3 que se encuentra integrado en el paquete de Visual Studio (en este caso la versión de VS 2017).

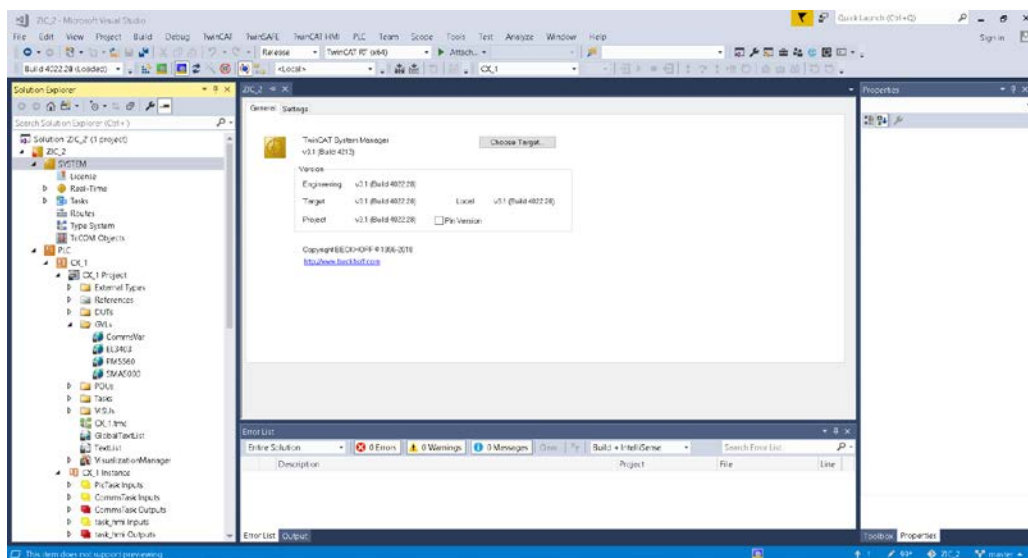


Fig. 44 - TwinCAT 3 de Beckhoff integrado en Visual Studio 2017

## Configuración del sistema

Tanto la configuración como la programación de embedded pc se realiza partiendo de la creación de un proyecto nuevo en Visual Studio del tipo TwinCAT XAE Project. Automáticamente el programa crea lo que denomina “*Solution*”, con estructura de árbol en donde se irán generando los archivos de código y las configuraciones realizadas.

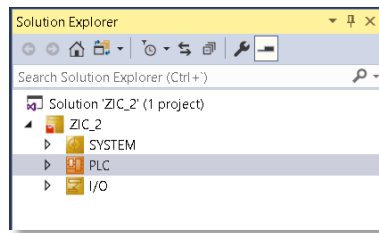


Fig. 45 - Solution Explorer de TwinCAT 3

De nuevo, realizando una conexión punto a punto en el puerto superior (RJ-45 X000) y mediante la herramienta de Windows 10 CMD se consulta la dirección IP del CX5120: **169.254.84.132**. La primera vez que se conectan tarda 1 min hasta que se autoasignan la dirección IP mediante el servidor DHCP. También sería posible realizar una conexión a través de un switch. Con la IP y la búsqueda de equipos se añade la nueva ruta (conexión) con el CX.

También es posible conectarse al CX5120 a través del accesorio de Windows *Conexión a escritorio remoto*. Esto es útil, por ejemplo, para poder realizar un apagado del sistema operativo de manera correcta en el menú de inicio de Windows del embedded PC. En el apartado “*Routes*” se añaden y configuran las conexiones con otros dispositivos.

Current Routes	Static Routes	Project Routes	NetId Management			
Route	AmsNetId	Address	Type	MaxFrag...	Comment	
CX-4336C4	5.67.54.196.1.1	169.254.84.132	TCP_IP			

Fig. 46 - Conexión con el CX – Routes

Para permitir la conexión con el CX5120 se debe validar el usuario introduciendo el nombre de usuario y la contraseña para poder establecer la conexión.

Mediante la herramienta de TwinCAT para revisar la red EtherCAT, se realiza un escaneo de los dispositivos en el bus obteniendo todos los módulos conectados y se verifica que coincide con lo existente en campo.

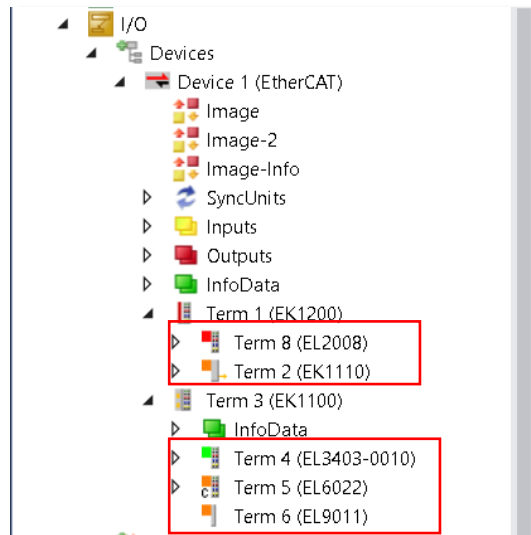


Fig. 47 - Módulos conectados en TwinCAT

En el apartado “System” se encuentran las diferentes opciones para la configuración del sistema y de las tareas en tiempo real.

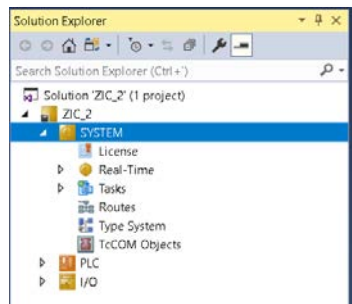


Fig. 48 - Configuración del sistema y las tareas en tiempo real

Se configura el autoarranque (*auto boot*) del proyecto de manera que comience en el modo de configuración en lugar del modo run. En el modo de configuración se realizan los ajustes y se escribe el código del proyecto. En el modo run se pone en funcionamiento el embedded PC para que ejecute el programa. Se puede cambiar a uno u otro modo mediante los botones correspondientes en la barra de herramientas.

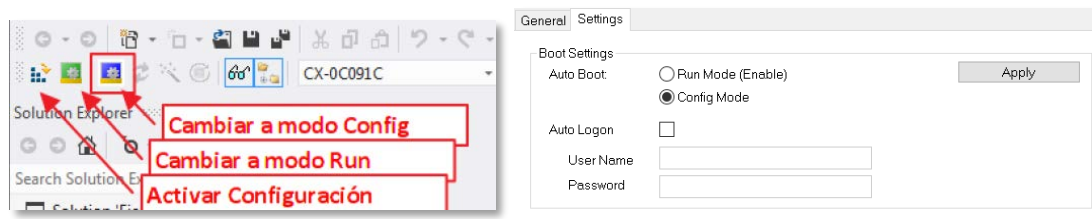


Fig. 49 - Configuración del autoarranque del proyecto

## Configuración del sistema

Respecto a las licencias, se seleccionan y activan las que son necesarias para el proyecto. El dispositivo se adquiere de fábrica con las licencias TC1200-0040 que corresponde a TC3 PLC/C++/Matlab®/Simulink®, y TF6250-0040 que corresponde a TC3 Modbus TCP. Además, en la configuración se añaden las licencias que faltan para el funcionamiento del programa que son: TF1800 – TC3 PLC-HMI, TF1810 – TC3 PLC-HMI Web y TF4100 – TC3 Controller Toolbox.

Order Information (Runtime) Manage Licenses Project Licenses Online Licenses			
Order No	License	Instances	In Use By
	TC3 PLC-HMI (RT)	cpu license	CX_1 Instance
TC1000	TC3 ADS	cpu license	SYSTEM
TC1100	TC3 IO	cpu license	Device 1 (EtherCAT)
TC1200	TC3 PLC	cpu license	PLC
TF1800	TC3 PLC-HMI	cpu license	CX_1 Instance
TF1810	TC3 PLC-HMI Web	cpu license	CX_1 Instance
TF4100	TC3 Controller Toolbox	cpu license	CX_1 Instance

Fig. 50 - Licencias necesarias en el proyecto de TwinCAT

Los paquetes de licencias extra se descargan, instalan y se les genera la licencia de prueba para 7 días.

License Id:  Customer Id:

Comment:

License Activation

Enter Security Code

Please type the following 5 characters:

Order No	License	Instances	TAN	Current Status
TC1200	TC3 PLC	cpu license		expired (Sep 14, 2019)
TF1800	TC3 PLC-HMI	cpu license		expired (Sep 14, 2019)
TF1810	TC3 PLC-HMI Web	cpu license		expired (Sep 14, 2019)
TF2000	TC3 HMI Server	cpu license		expired (Sep 14, 2019)
TF3500	TC3 Analytics Logger	cpu license		expired (Sep 14, 2019)

Fig. 51 - Gestión de licencias – pruebas. TwinCAT

Dentro del apartado “Real Time” se encuentran las tareas creadas en el proyecto. Las tareas son como interrupciones cíclicas que disparan el bloque de código que tengan asignado. Así, con la tarea principal “PlcTask” a la que se ha vinculado el *Main*, la tarea “VISU\_TASK” relacionada con la manera en que se representa el HMI, la tarea “task\_hmi” vinculada con el contenido de la representación del HMI y “CommsTask” que tiene que ver con la supervisión de las comunicaciones del sistema.

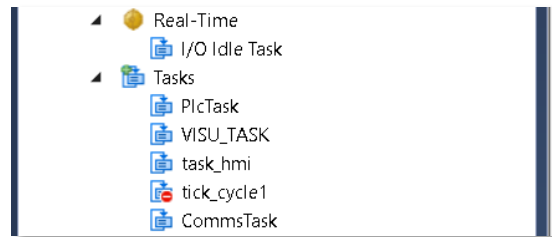


Fig. 52 - Árbol de tareas del proyecto

Para las opciones de “*Real Time*” interviene el tiempo base, se configura el tiempo base, y el tiempo de ciclo, “*cycle ticks*” para cada tarea. El tiempo base es el periodo en que TwinCAT comprueba qué tareas se han de ejecutar, por tanto, es la unidad mínima de tiempo para ejecutar una tarea. El tiempo de ciclo se ajusta como múltiplo del tiempo base. El límite de CPU se ajusta en un 80%, el 20% restante es el que se deja a disposición del sistema operativo Windows. En el caso de que dispongamos de una CPU con más de un núcleo, cada uno se puede configurar con diferentes tiempos además de podersele asignar las tareas que interesen quedando así repartida la carga de trabajo. Se asignan también las prioridades a cada tarea teniendo en cuenta el tiempo de ciclo de cada una.

Settings | Online | Priorities | C++ Debugger

Router Memory (MByte): 32

Available CPUs (Windows/Isolated): 1 0

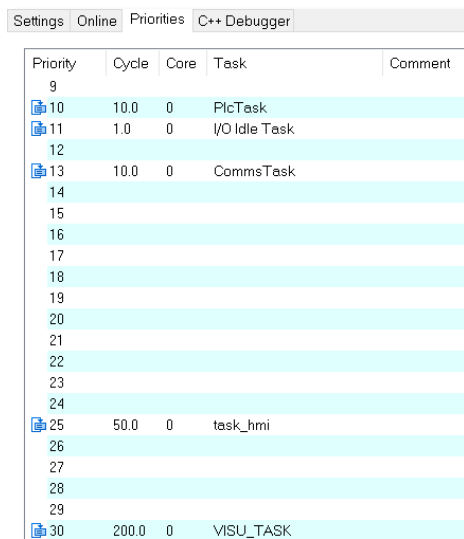
Read from Target Set on target

CPU	RT-CPU	Base Time	CPU Limit	Latency Warning
0	✓ Default	100 µs	80 %	(none)

Object	RT-CPU	Base Time (ms)	Cycle Time (ms)	Cycle Ticks	Priority
tick_cycle1	Default (0)	100 µs	0.100 ms	1	3
PlcTask	Default (0)	100 µs	10 ms	100	10
I/O Idle Task	Default (0)	100 µs	1 ms	10	11
CommsTask	Default (0)	100 µs	10 ms	100	13
task_hmi	Default (0)	100 µs	50 ms	500	25
VISU_TASK	Default (0)	100 µs	200 ms	2000	30
PlcAuxTask	Default (0)	100 µs	(none)	0	50

Fig. 53 - Configuración de las opciones de Real Time de la CPU y de cada tarea



The screenshot shows a software interface with a tabbed menu at the top containing 'Settings', 'Online', 'Priorities', and 'C++ Debugger'. The 'Priorities' tab is active, displaying a table with five columns: 'Priority', 'Cycle', 'Core', 'Task', and 'Comment'. The table lists tasks with their assigned priorities, cycles, and cores. Tasks 10, 11, 13, 25, and 30 are highlighted with a blue icon in the first column. The rows are alternating light blue and white.

Priority	Cycle	Core	Task	Comment
9				
10	10.0	0	PlcTask	
11	1.0	0	I/O Idle Task	
12				
13	10.0	0	CommsTask	
14				
15				
16				
17				
18				
19				
20				
21				
22				
23				
24				
25	50.0	0	task_hmi	
26				
27				
28				
29				
30	200.0	0	VISU_TASK	

*Fig. 54 - Asignación de prioridad a cada tarea*



## 5. Programación

### 5.1. Sistema determinista

El funcionamiento en tiempo real de los clásicos PLC es diferente de un sistema basado en PC (PAC). Las tareas se ejecutan con un periodo y duración conocidos. Cuando una tarea no necesita todo el tiempo de ciclo pasa el control al sistema operativo hasta el siguiente ciclo en que tenga que ser activada.

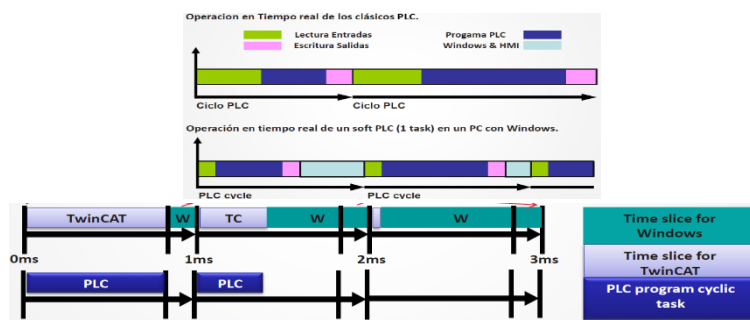


Fig. 55 - Tiempo real en PLC clásico y en PAC. Reparto de tiempo entre TCAT y Windows

Se realiza una prueba configurando un tiempo base de 50  $\mu$ s. Se programan dos tareas con diferentes tiempos de ciclo, así, la tarea más rápida “*tick\_cycle1*” se activa cada 0.5 ms y la tarea más lenta “*Plctask*” lo hace cada 1 ms. Estas tareas se asignan a un mismo núcleo de la CPU. Se programa, en el inicio del código, una variable booleana (*true – false*) con temporización diferente para cada una, de manera que cada vez que se activa la tarea cambia el estado de su respectiva variable. A su vez, cada variable se enlaza con una de las salidas digitales del módulo. El trazado en color rojo corresponde a la tarea más rápida y el de color azul a la más lenta. Así, se comprueba que es conocido que cada 0.5 ms se ejecuta la tarea “*tick\_cycle1*”, lo cual se refleja en el cambio de la variable booleana. Lo mismo sucede con “*Plctask*”, en este caso el cambio de estado de la variable booleana se produce cada 1 ms.

Settings Online Priorities C++ Debugger					
Rtcu Memory (MB/Me): 32					
Available CPUs (Windows/Isolated): 1 0					
Read from Target Set on target					
CPU	RT-CPU	Base Time	CPU Limit	Latency Warning	
0	<input checked="" type="checkbox"/> Default	50 $\mu$ s	80 %	(none)	
Object	RT-CPU	Base Time (ms)	Cycle Time (ms)	Cycle Ticks	Priority
tick_cycle1	Default (0)	50 $\mu$ s	0.500 ms	10	3
PlcTask	Default (0)	50 $\mu$ s	1 ms	20	10
I/O Idle Task	Default (0)	50 $\mu$ s	1 ms	20	11
task_hmi	Default (0)	50 $\mu$ s	50 ms	1000	25
MSU_TASK	Default (0)	50 $\mu$ s	200 ms	4000	30
PlcAuxTask	Default (0)	50 $\mu$ s	(none)	0	50

Fig. 56 - Configuración del tiempo base con 50  $\mu$ s y el tiempo de ciclo de tarea

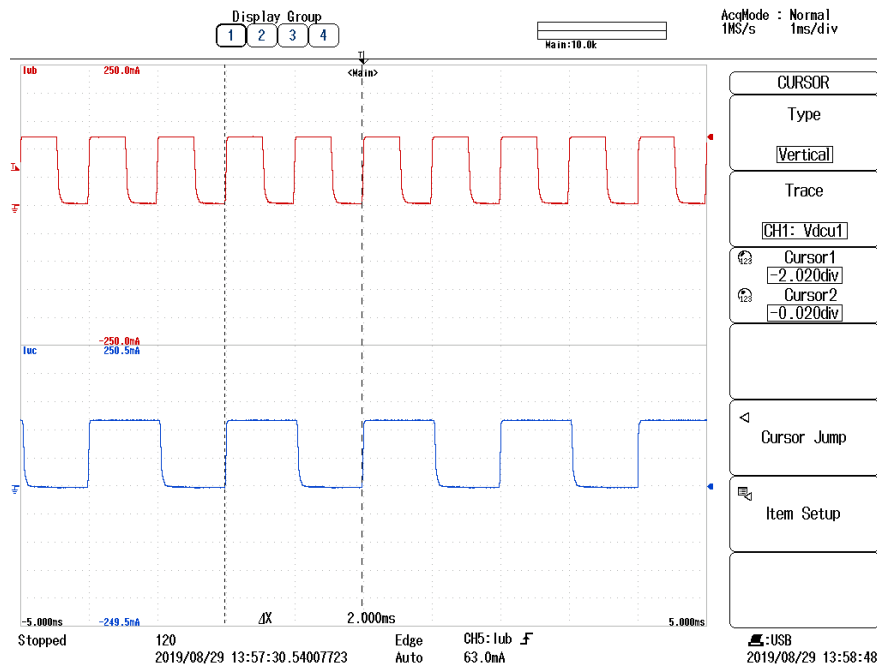


Fig. 57 - Medida de dos tareas con tiempo de ciclo diferentes asignadas al mismo núcleo

## 5.2. Programación de código

Dentro del entorno de programación en TwinCAT se contempla la utilización de cinco diferentes lenguajes de programación para la creación de proyectos PLC usando TwinCAT PLC. Estos lenguajes se especifican en el standard IEC 61131-3 y son: IL (Instruction List), ST (Structured Text), FBD (Function Block Diagram), LD (Ladder diagram), SFC (Sequential Function Chart) y CFC (Continuous Function Chart Editor). En este trabajo, se ha optado por la escritura del código programado en ST, texto estructurado y FBD, bloques de función. Así, tenemos el programa principal, “Main” y los programas secundarios, “Comms” y “HMI”. Por otro lado, para cada dispositivo o funcionalidad de programa se crea una carpeta con los POU (Programming Organization Unit) que tienen que ver con cada uno.

### 5.2.1. POU

A continuación, se detallan las unidades de programación que se han creado y el lenguaje utilizado para ello.

- Código programado en texto estructurado:
  - Main → Código que contiene el algoritmo de control principal
  - Comms → Código que se encarga de la supervisión de comunicaciones
  - HMI → Código con la programación del HMI
- Código programado usando bloques de función:

- EnergyMeter → Carpeta que contiene el POU con el que se realizan las lecturas mediante Modbus del analizador de red PM5500 de Schneider
- HMI → Carpeta que contiene los POU con los que se realizan las consultas mediante Modbus al PM5500 para obtener valores de salida medidos del inversor y al Sunny Tripower 5000TL. Estas consultas se utilizan únicamente por parte del POU *HMI*.
- Inverter → Carpeta que contiene el POU para las transmisiones Modbus con el Sunny Tripower 5000TL tanto lecturas y como escrituras de las consignas de tanto por ciento de potencia de generación

Los bloques de función empleados para establecer las comunicaciones Modbus se instancian en el código de cada uno de los POU donde se necesita realizar una lectura o escritura de registro. A continuación, se muestran una instanciación de un bloque de lectura y otro de escritura Modbus.

- FB\_MBReadRegs (código de función Modbus 03): lectura de registros Modbus

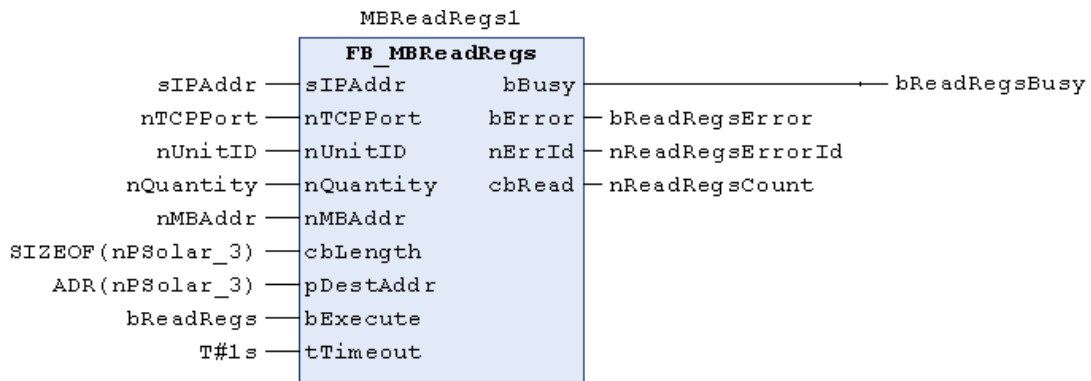


Fig. 58 - Function Block de lectura de registros Modbus

- FB\_MBWriteRegs (código de función Modbus 16): escritura de registros Modbus

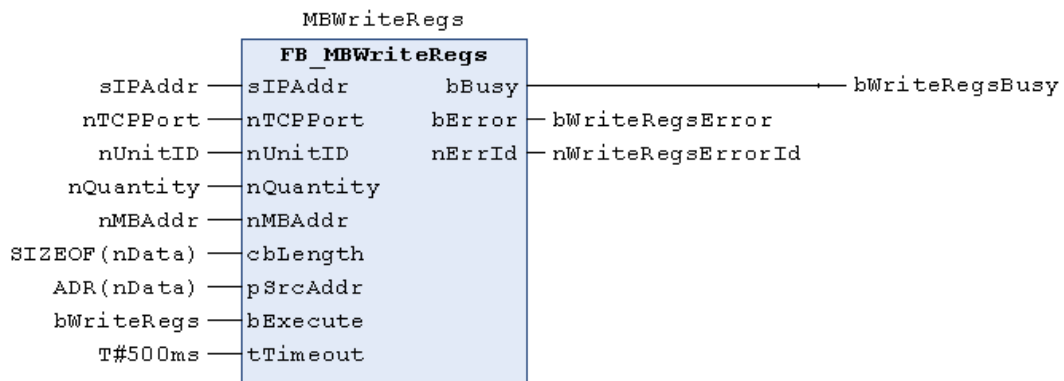


Fig. 59 - Function Block de escritura de registros Modbus

### 5.2.2. Variables globales y tipos de datos de usuario (DUT)

Por otro lado, las variables que se crean y necesitan pertenecer a un ámbito global, se organizan en carpetas diferentes. A las variables globales pueden tener acceso de lectura y escritura cualquier parte del código del programa. Así, se crean las listas de variables globales, “CommsVar”, “EL3403”, “PM5560” y “SMA5000” que tienen que ver con la supervisión de comunicaciones, la lectura de valores del consumo de la carga, la lectura de valores de generación en la salida del inversor y la consigna al inversor, respectivamente.

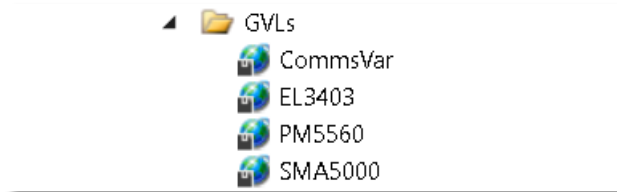


Fig. 60 - Listas de variables globales

Se crean varios DUT (Data User Type), que son tipos de dato específicos creados por el usuario. Mediante este tipo de dato personalizado se reordenan los datos leídos de los registros Modbus. TwinCAT dispone de un tipo de dato llamado UNION. Es un tipo especial de dato estructura en que todas las variables tienen la misma dirección de memoria. Esto es útil para el caso de la lectura de variables de 32 bit que están repartidas entre dos registros de retención Modbus de 16 bit en el dispositivo en el que se realiza la lectura. El dato se guarda como un Array de tipo Word, pero luego se utiliza como un Dint (Double Int - tipo de dato Int de 32 bit) o bien como un Real (32 bits), según las especificaciones del fabricante sobre el formato y el tipo de dato.

```

1  TYPE ArrToReal :
2  UNION
3      arrData      : ARRAY [1..2] OF WORD;
4      rReal        : REAL;
5
6  END_UNION
7  END_TYPE

```

Fig. 61 - Ejemplo DUT de tipo UNION de Array a Real

Así, se puede utilizar una variable declarada del tipo ArrToReal como un array o bien como un Real, según la necesidad del código.

### 5.2.3. Bibliotecas

Desde los POU tipo texto estructurado se hacen llamadas a los FB que se necesitan según la funcionalidad que se quiera implementar. Existen bibliotecas de POU que

pueden agrupar bloques POU, variables globales o tipos de datos entre otros, y que están relacionados entre ellos de alguna forma. Por ejemplo, la biblioteca “Tc2\_ModbusSrv” agrupa los bloques funcionales que tienen que ver con las comunicaciones Modbus TCP y Modbus UDP. Así, para poder utilizar estos bloques de código se deben añadir al proyecto dentro de la carpeta “References”.

Para la programación del código y debido a los bloques funcionales utilizados, es necesaria la inclusión de las bibliotecas que tienen que ver con las comunicaciones Modbus, los elementos que forman parte de la visualización del HMI, bibliotecas standard y biblioteca de utilidades que contienen temporizadores para el control de ciertas instrucciones. En la siguiente figura se detallan las bibliotecas utilizadas.

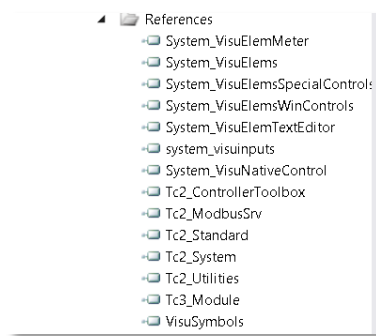


Fig. 62 - Bibliotecas añadidas al proyecto

### 5.2.4. Tipos y formato de datos Modbus

En la lectura de registros de Modbus de 16 bits mediante el bloque de función para la lectura de registros de retención Modbus (read holding registers – código de función 03), *FB\_MBReadRegs*, los datos comienzan a leerse a partir de la dirección de memoria especificada en la variable de entrada del bloque *nMBAddr*. Si el dato que se quiere leer es de tipo entero doble DINT, que ocupa 32 bit, entonces se leen dos registros consecutivos Modbus a partir de la dirección especificada. Los datos se almacenan en el espacio de memoria indicado en la variable de entrada del bloque, *pDestAddr*. Así, como la variable destino es un array de tipo Word de dos elementos, en el primero elemento se guardará el contenido del primer registro y en el segundo elemento el contenido del segundo. Por ello, en las lecturas Modbus realizadas sobre el inversor SMA la reconstrucción de un dato de tipo Real de 32 bits que ocupa dos registros es inmediata, es decir, el byte de más peso corresponderá a lo que se ha guardado en el elemento 1 del array y el byte de menos peso a lo guardado en el elemento 2. Sin embargo, esto no es así en el caso de las lecturas Modbus sobre el PM5500, Schneider coloca el byte de menor peso en el registro inicial indicado por la dirección de memoria. Antes de poder utilizar el valor en cualquier parte del código, este debe ser reordenado teniendo en cuenta que el byte de mayor peso se ha guardado en el elemento 2 del array y el de menor peso en el elemento 1. También hay que tener esto en cuenta a la hora de realizar escrituras en los registros de retención Modbus (write multiple registers – código de función 16). En el caso de la escritura de la consigna sobre el inversor SMA únicamente se envía un dato de tipo Word de 16 bits a un registro Modbus, concretamente en formato de punto fijo con dos posiciones decimales.

La lectura de intensidades y tensiones del analizador de red PM5500 se realiza mediante la consulta de los registros siguientes:

Descripción	Registro	Unidades	Tamaño (INT16)	Tipo de dato	Tipo de Acceso
<i>Intensidad 1</i>	3000	A	2	FLOAT32	R
<i>Intensidad 2</i>	3002	A	2	FLOAT32	R
<i>Intensidad 3</i>	3004	A	2	FLOAT32	R
<i>Intensidad N</i>	3006	A	2	FLOAT32	R
<i>Intensidad promedio</i>	3010	A	2	FLOAT32	R
<i>Voltaje 1-N</i>	3028	V	2	FLOAT32	R
<i>Voltaje 2-N</i>	3030	V	2	FLOAT32	R
<i>Voltaje 3-N</i>	3032	V	2	FLOAT32	R
<i>Voltaje promedio</i>	3036	V	2	FLOAT32	R

Tabla 2 - Direcciones de registros Modbus del PM5500

La consigna que se envía al Sunny Tripower 5000TL se escribe en el registro siguiente:

Descripción	Registro	Unidades	Tipo de dato	Formato	Tipo de Acceso
<i>Normalized active power limitation by PV system ctrl</i>	40023	%	S16	FIX2	W

Tabla 3 - Direcciones de registros Modbus del Sunny Tripower 5000TL

La manera en que SMA permite que se modifique la generación es únicamente cambiando el valor de la potencia activa en un tanto por ciento respecto de la potencia nominal del inversor. Sin el código Grid Guard no es posible operar en otro modo de funcionamiento.

### 5.2.1. Vinculación de I/O físicas a variables

Para que los datos obtenidos por el módulo de medida trifásica EL3403 puedan ser utilizados en el código, es necesario vincular las entradas físicas de la tarjeta con variables declaradas. Así, los valores leídos de I, V y P activa de cada fase (cada canal) quedan vinculados como se muestra en la figura siguiente.

En el árbol de proyecto, a la izquierda, se indica que una entrada física de la tarjeta está vinculada a una variable declarada mediante un pequeño símbolo de una flecha dentro de un cuadrado blanco, en el icono de cada entrada.

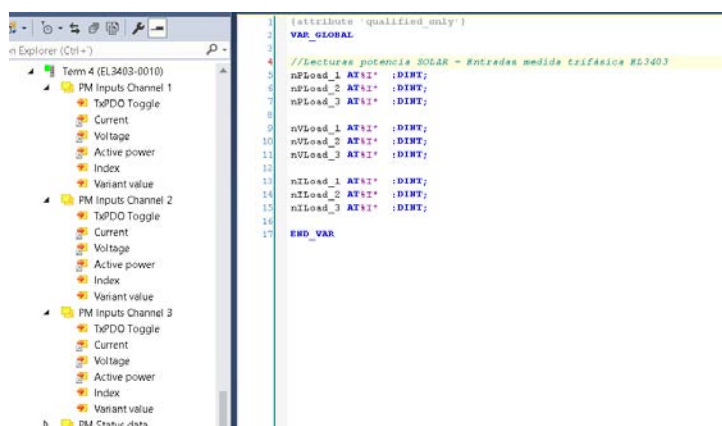


Fig. 63 - Vinculación de entradas físicas de la tarjeta EL3403 a variables

### 5.2.2. Tipos y formato de datos de la tarjeta EL3403

La lectura de los consumos de la carga se realiza mediante la lectura de los valores proporcionados por las entradas de la tarjeta EL3403 encargada de medir la potencia trifásica. La tarjeta realiza la medición de tensiones e intensidades para después calcular diferentes valores. Las magnitudes que proporciona son: corriente, voltaje, potencia activa, potencia reactiva, potencia aparente, energía, coseno de phi y frecuencia. Así, para este caso, se almacenan los valores leídos de tensión, corriente y potencia activa en cada una de las fases. No obstante, para poder utilizar el dato como el valor de la medida física es necesario aplicar un factor de escalado que para cada caso (V, I, P) es diferente. Este factor de escalado tiene que ver con la precisión del equipo de medida (el EL3403) y la ratio de los sensores de corriente y tensión utilizados. En este caso, la medida de tensión se realiza de manera directa, sin transformador, por tanto, el factor de escalado sólo se calculará con la ratio de la medida de corriente. En la tabla siguiente se detalla el cálculo:

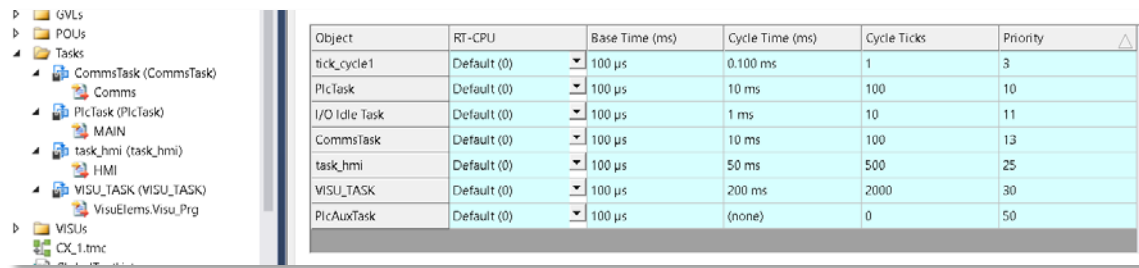
Valor	Cálculo
Corriente	Valor raw * 0.000005 A * (40/5)
Voltaje	Valor raw * 0.0001 V
Potencia activa	Valor raw * 0.01 W * (40/5)

Tabla 4 - Factor de escalado en medidas trifásicas con la tarjeta EL3403

### 5.2.3. Vinculación de POU a tareas

Cada parte de código de programa (en lenguaje ST) se debe asociar a una tarea de PLC concreta para que sea ejecutada en cada ciclo. Como ya se señaló en el apartado de configuración del embedded PC, cada tarea de PLC se puede configurar con un tiempo de ciclo diferente que, a su vez, es múltiplo del tiempo base que se ha asignado a cada núcleo de la CPU. Así, el tiempo de ciclo de cada tarea PLC tiene que ver con el

programa (ST) que se le quiera asignar. En la siguiente figura se muestran las asignaciones de cada parte de código que tiene cada tarea.



Object	RT-CPU	Base Time (ms)	Cycle Time (ms)	Cycle Ticks	Priority
tick_cycle1	Default (0)	100 µs	0.100 ms	1	3
PicTask	Default (0)	100 µs	10 ms	100	10
I/O Idle Task	Default (0)	100 µs	1 ms	10	11
CommsTask	Default (0)	100 µs	10 ms	100	13
task_hmi	Default (0)	100 µs	50 ms	500	25
Visu_TASK	Default (0)	100 µs	200 ms	2000	30
PicAuxTask	Default (0)	100 µs	(none)	0	50

Fig. 64 - Asignación de programas (ST) a tareas de PLC

### 5.2.4. Algoritmo principal

La idea básica que se ha tenido en cuenta para el diseño del algoritmo principal es que el inversor sea capaz de replicar el comportamiento del consumo de la carga para que así no se generen excedentes en la producción y no haya inyección a la red pública. Así, mediante la utilización de bloques de instrucciones condicionales se construye el algoritmo principal. Por otro lado, a la hora de asignar una consigna al inversor no se tiene el control individual por fase, es decir, se aplica un tanto por ciento de la potencia nominal del generador. Las instalaciones usualmente no tienen un consumo equilibrado, por tanto, es probable que una de las fases en la carga tenga más consumo que el resto. Teniendo en cuenta esto, se ajusta el algoritmo para que el generador produzca energía en función de la fase que está teniendo el mínimo consumo y no se produzcan excedentes. Desde el programa principal se mide la potencia en la carga y cada 200 ms se envía la consigna correspondiente al inversor. No obstante, la energía producida siempre va a depender de las condiciones climáticas y la hora del día, es decir, puede pasar que la consigna sea del 100% y el inversor sólo pueda entregar un 20% de la potencia si es a primera hora de la mañana o un día nublado.

Se aplica un factor de corrección del 2% a la consigna con el fin de que la potencia entregada tenga un margen de seguridad para la no inyección a red. De esta manera se ajusta el valor teniendo en cuenta la pequeña desviación del inversor que hace que con una consigna del 0% se esté entregando una potencia de alrededor de 20 W.

### 5.2.5. Algoritmo de estado de comunicaciones y parada de programa

Para supervisar el estado de las comunicaciones se genera otra parte de código. Este algoritmo se encarga de controlar en todo momento si se produce una pérdida de comunicaciones Modbus. En el caso de que así sea, el sistema desconecta el inversor del punto de interconexión. Primero, se cambia el estado de una variable vinculada a la salida digital 1 del módulo EL2008 y, de este modo, se envía una señal al relé auxiliar de continua. Con el cambio de estado de este relé, se provoca la desenergización de la bobina de la maniobra del contactor TeSys D de Schneider y así, se consigue que el



circuito de potencia se abra. La situación es la misma si se produce una pérdida de comunicaciones con el módulo EL3403 (bus EtherCAT) encargado de la monitorización de los consumos de la carga. Si el programa de gestión de la inyección cero pasa a estado de parada o deja de funcionar, el contactor de salida también se abrirá, lo cual garantiza que, en el caso de un fallo de alimentación en el sistema de control o de paro del programa por mantenimiento u otra causa, no haya inyección de potencia desde el lado del inversor.

### 5.3. HMI

TwinCAT dispone de varios paquetes de funciones para poder desarrollar y poner en marcha un HMI (Human Machine Interface). Existe una versión más completa basada en web (HTML5 y Javascript) que es independiente del tipo de plataforma en la que funcione. Es un HMI más complejo, con un entorno de desarrollo dedicado que funciona como una aplicación independiente y se integra dentro de la solución de trabajo en el entorno Visual Studio.

Por otro lado, se ofrece PLC HMI, no tan versátil pero que permite la construcción de un entorno de supervisión sencillo y eficiente. PLC HMI se compone de dos herramientas: PLC HMI y PLC HMI Web. La primera permite la creación y visualización de la interface hombre máquina dentro del entorno de Visual Studio. Con la segunda, se posibilita la visualización del HMI creado, por medio de cualquier navegador web (Google Chrome, Internet Explorer, Mozilla Firefox, etc.) PLC HMI es una extensión del runtime de Twincat y permite que la visualización sea ejecutada en el dispositivo de control (embedded PC) o en un PC externo sin necesidad de trabajar dentro de un entorno de desarrollo. El código de visualización se genera basándose en los objetos existentes y descargándose al dispositivo de control. Así, evitando el uso de un entorno de desarrollo dedicado se favorece el ahorro de memoria necesaria, por ejemplo, en el caso de embedded PC más sencillos.

Por tanto, según se ha descrito, la representación del HMI puede ser visualizada de manera local si se conecta una pantalla a la salida de vídeo DVI con que cuenta el embedded PC. También es posible hacerlo mediante una conexión punto a punto entre un PC y el CX5120, teniendo en funcionamiento el software Visual Studio y conectándose al dispositivo mediante el botón específico de “Login” situado en la barra de herramientas “Twincat PLC”.

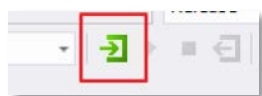


Fig. 65 – Botón de Login en la barra de herramientas "Twincat PLC" de Visual Studio

Para poder implementar esta funcionalidad de visualización en navegador web, se descarga el paquete TF1810 | TC3 PLC HMI Web desde la página de Beckhoff y se instala. Esta aplicación se ocupa de realizar la configuración correcta del servidor web Microsoft ISS. Esta aplicación está basada en JavaScript y precisa de consultas al servidor web de Microsoft para visualizar la información a representar. Los archivos

necesarios para el proyecto de visualización descargado en el embedded PC se guardan en la carpeta `C:\TwinCAT\3.1\Boot\Plc\Port_851\Visu`. Entre estos archivos se incluyen el código en Java Script, la página web básica en HTML (archivo HTML) para la visualización y las imágenes requeridas para tal visualización. Después de la instalación del paquete, se activa la licencia correspondiente desde el árbol de proyecto de TwinCAT en el apartado “System>License”.

Continuando con la configuración, se agrega una visualización a la carpeta de proyecto PLC. Desde el mismo árbol de proyecto en el apartado de “*Visualization Manager*” se añade una visualización a la ya existente “*TargetVisualization*” del tipo “*WebVisualization*”. Se denomina “*TargetVisualization*” a la visualización que se mostrará en modo local y “*WebVisualization*” es la visualización que será gestionada por el servidor de Microsoft y será mostrada por medio de un navegador web. El navegador desde el que se vaya a visualizar debe permitir la ejecución de applets de Java.

Es necesario configurar ciertos archivos en el sistema de carpetas de TwinCAT de manera que se pueda realizar un arranque automático de la visualización a pantalla completa. Así, se procede creando un acceso directo del ejecutable del HMI, “`C:\TwinCAT\3.1\Components\Plc\Tc3PlcHmi\Tc3PlcHmi.exe`” y ubicándolo en la carpeta de inicio de TwinCAT, “`C:\TwinCAT\3.1\Target\StartUp`”.

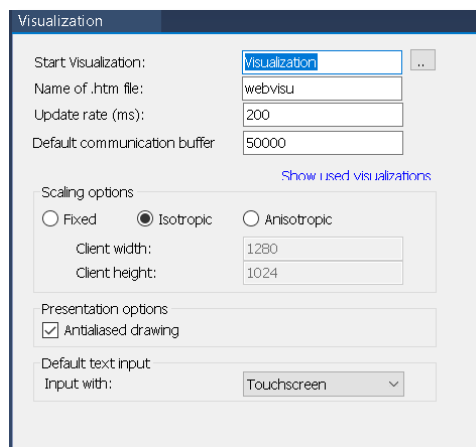


Fig. 66 - Configuración de la visualización web

La opción “*Start Visualization*” indica el nombre concreto del archivo de visualización dentro del proyecto sobre el que estamos trabajando y que se mostrará en el navegador. En nuestro caso, “*Visualization*”. “*Name of the .htm file*” indica el nombre del archivo htm que debemos escribir en la barra de direcciones del navegador, que en nuestro caso es “*webvisu*”. Así, se puede acceder a la visualización del HMI escribiendo en la barra de direcciones, [http://direccion-ip/Tc3PlcHmiWeb/Port\\_851/Visu/webvisu.htm](http://direccion-ip/Tc3PlcHmiWeb/Port_851/Visu/webvisu.htm). En nuestro caso, la dirección IP es la del embedded PC, **169.254.84.132**. Por otro lado, sería necesario adoptar las medidas de seguridad y las políticas de privacidad convenientes por parte del administrador de redes si se deseara monitorizar desde fuera de la red local.

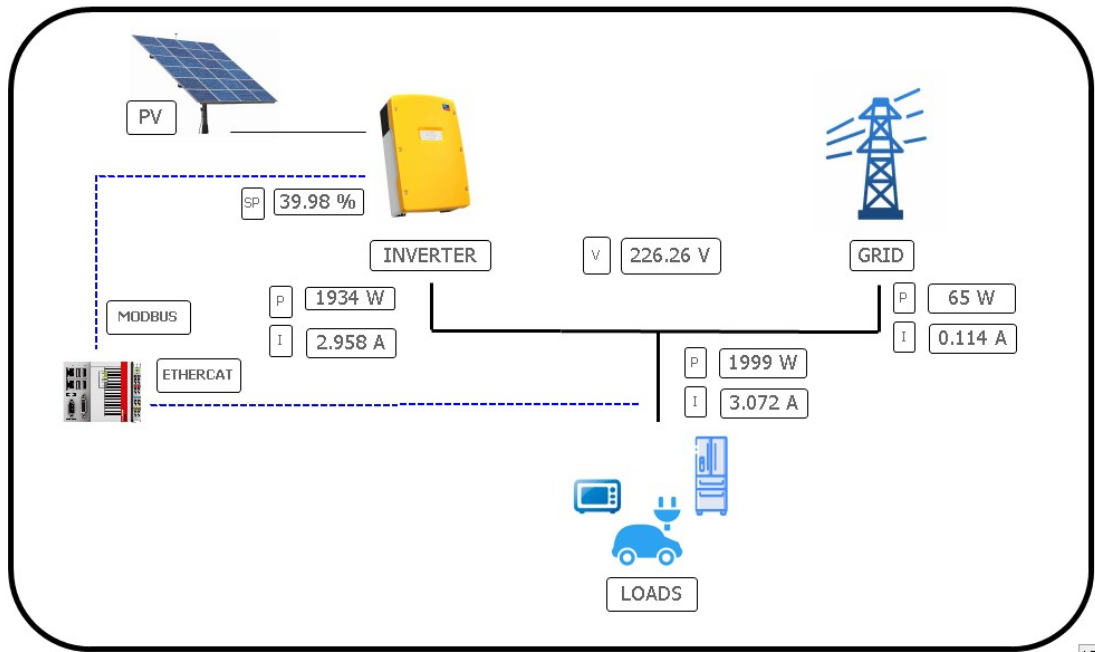


Fig. 67 - HMI desarrollado con TwinCAT PLC HMI en funcionamiento (modo runtime)

Haciendo uso de PLC HMI y PLC HMI Web, se configura y se diseña un HMI básico para la monitorización del sistema. Por un lado, se muestran los valores actuales del bloque de generación, con la potencia activa entregada por el inversor en watts y la corriente de salida del mismo en amperios. La precisión de la cifra representada es de tres decimales en el caso de la corriente y de un número entero en el caso de la potencia.

En el lado de red, se muestra la potencia activa actual en watts que se importa de ésta en caso de que la potencia suministrada por el inversor no sea suficiente para la que es demandada por las cargas, siendo potencia importada de red la que tiene signo positivo y potencia exportada hacia ésta la de signo negativo. También se muestra la corriente actual en amperios que está circulando por este punto, siendo el sentido hacia la red pública (signo negativo) y el sentido desde la red (signo positivo). Aquí también, la precisión de la cifra representada es de tres decimales en el caso de la corriente y de un número entero en el caso de la potencia.

En el lado de las cargas se muestran un indicador con la potencia activa actual en watts que están consumiendo. La cifra mostrada es un número entero. Debajo se encuentra el indicador que muestra el valor actual de la corriente en amperios que circula hacia las cargas. En el caso de las cargas, el valor de la cifra tanto de la potencia activa como de la corriente circulante será, obviamente, mayor que cero.

El HMI también muestra información del estado de las comunicaciones de manera que, los recuadros que contienen la denominación de protocolos utilizados (Modbus y EtherCAT) se colorean en rojo si se produce un fallo en la comunicación con los dispositivos que tienen establecida la conexión mediante cada tipo de protocolo. Una vez subsanada la incidencia y restablecidas las comunicaciones, el indicador implicado vuelve a su estado normal con fondo blanco.

Si se produce un fallo en las comunicaciones, como se detalló anteriormente, el sistema enviará una orden de apertura al contactor de salida del inversor, y el HMI, además de señalar dónde está el problema de las comunicaciones, reflejará la apertura de este contactor mediante un interruptor esquemático coloreado en rojo.

A continuación, se muestra el visualizador y los indicadores descritos en el modo de desarrollo (no runtime).

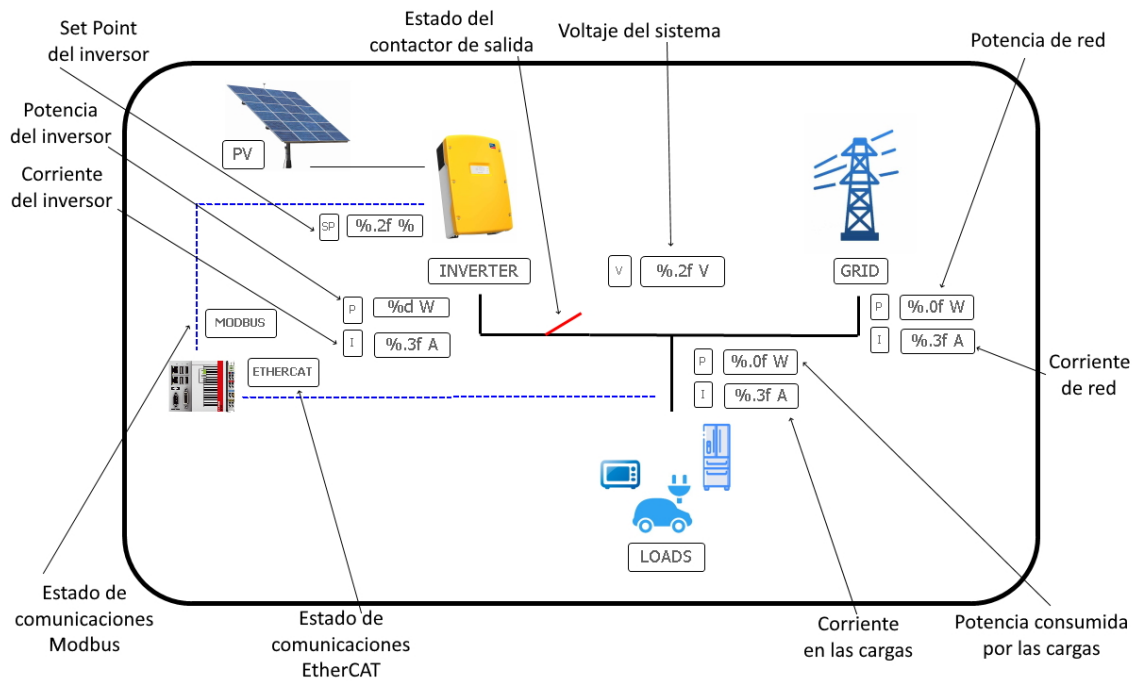


Fig. 68 – Muestra del HMI en modo de desarrollo

## 6. Resultados experimentales

### 6.1. Ensayo de tolerancia en régimen permanente

El ensayo de tolerancia en régimen permanente que especifica la norma establece unos escalones de carga en tanto por ciento diferentes para cada una de las fases. En la prueba realizada no es posible efectuar el ensayo tal y como especifica la norma, cambiando de manera independiente la carga en cada fase. Sin embargo, la medida de potencia trifásica en la carga sí se obtiene de cada una de las fases. Además, la consigna requerida por el inversor se debe expresar en un tanto por ciento respecto de la potencia nominal trifásica que es capaz de generar. Por tanto, para que no haya un excedente de generación si el sistema no es equilibrado, el algoritmo se diseña para que el inversor genere en función de la fase que presenta menos consumo.

Se realiza la medida mediante sondas de corriente en un osciloscopio Yokogawa DL850 ante un aumento de la carga de 0 kW a 5.7 kW. En la figura siguiente se muestran las señales de salida del inversor (color rojo) y la de consumo de la carga (color azul), medidas con sondas de corriente al osciloscopio. El tiempo de respuesta en este caso es de alrededor de 2 s.

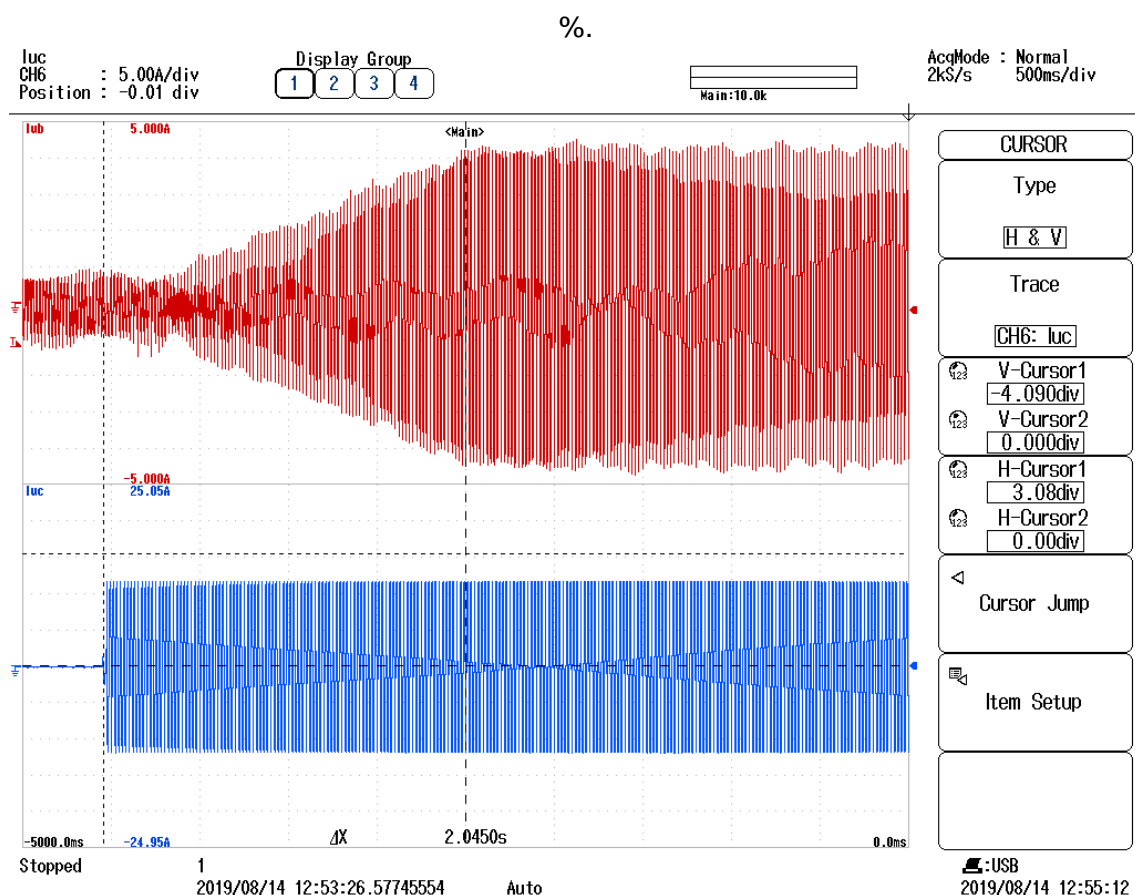


Fig. 69 - Respuesta del sistema ante un aumento de carga de 5.7kW

### 6.2. Ensayo de respuesta ante desconexiones de carga

Para facilitar la realización de este ensayo se modifica el algoritmo de control permitiendo la pequeña exportación a red que siempre existe en este inversor con la consigna a 0%, ya que, de lo contrario, en cada reconexión a red, el inversor debe adaptar sus valores eléctricos a los presentes en la red a la que se conecta lo cual supone un tiempo de espera. Por otro lado, un escenario con carga nula no es usual, normalmente siempre habrá consumidores conectados y, por tanto, la consigna enviada al inversor no será del 0%.

En la figura siguiente se muestran las señales de la producción de energía (intensidad) del inversor (color rojo) y las de consumo de la carga (color azul), medidas con sondas de corriente al osciloscopio. Se observa que el tiempo transcurrido desde la desconexión de una carga de 3 kW y la respuesta del inversor a la consigna correspondiente es de  $t=3.26\text{s}$ . Claramente es un tiempo superior a lo que exige la normativa.

En la documentación de SMA se indica expresamente que el tiempo de reacción física del inversor es típicamente de 1 s aproximadamente pero también que depende del modelo de inversor utilizado. El tiempo de reacción física se define como el tiempo entre el cambio de la consigna y su implementación física. En el caso de los inversores utilizados se comprueba que este tiempo puede llegar a ser superior o incluso inferior tal como se muestra en las figuras siguientes. Por otro lado, existen ciertos parámetros que tienen que ver con este tiempo de reacción del inversor, como puede ser el "*Active Power Gradient*" que se relaciona con la velocidad con la que responde ante un cambio de consigna y es expresada en %. Este parámetro se encuentra englobado dentro de los parámetros protegidos por el "*Grid Guard Code*" y es necesario solicitar la autorización al fabricante SMA.

Como se describió en el apartado anterior de Simulación, es posible que la respuesta del sistema sea inferior a 20 ms, disponiendo así de un margen de 1.98 s para añadir los tiempos de adquisición, procesado, cómputo y de comunicaciones hasta llegar a los 2 s que especifica la norma como límite.

## Resultados experimentales

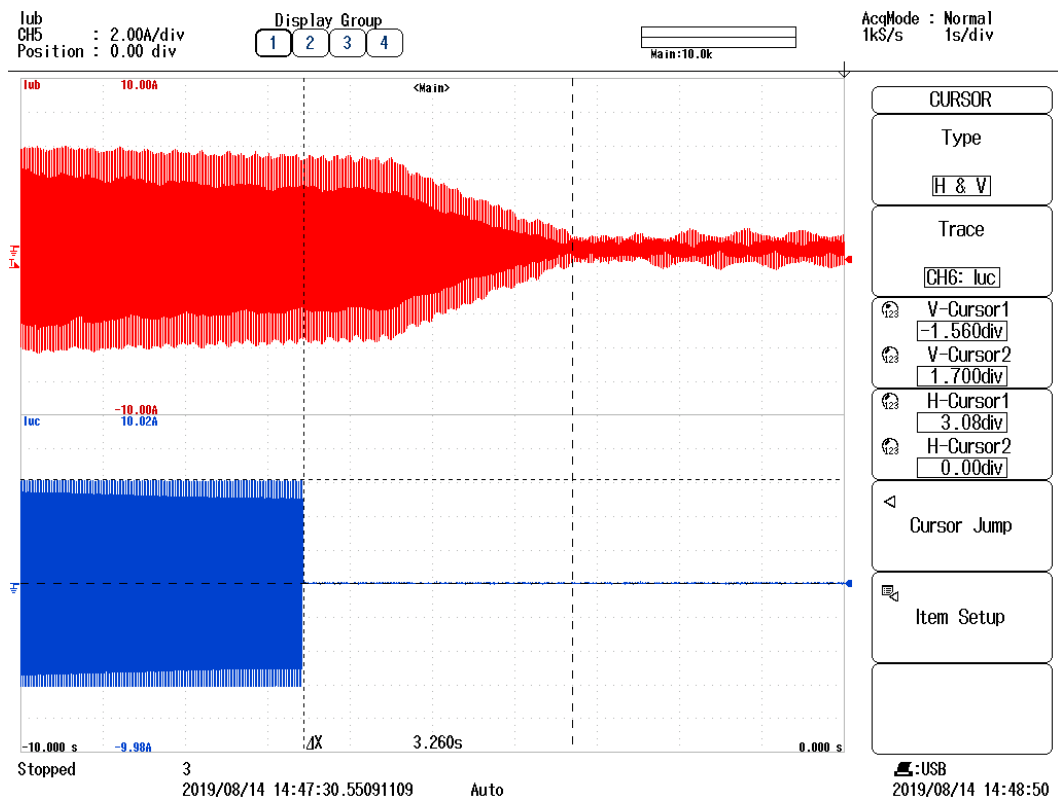


Fig. 70 - Respuesta del sistema ante una desconexión de carga de 3kW –  $t_r=3.26$  s

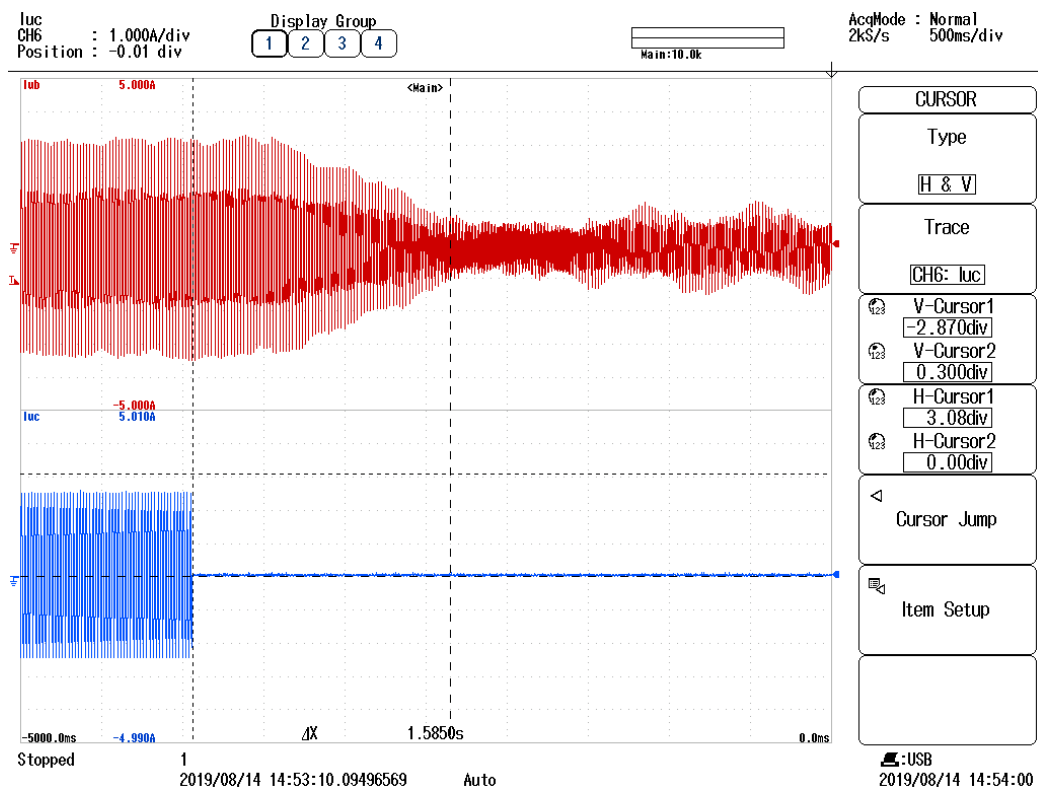


Fig. 71 - Respuesta del sistema ante una desconexión de carga de 1.2 kW –  $t_r = 1.58$  s

## Resultados experimentales

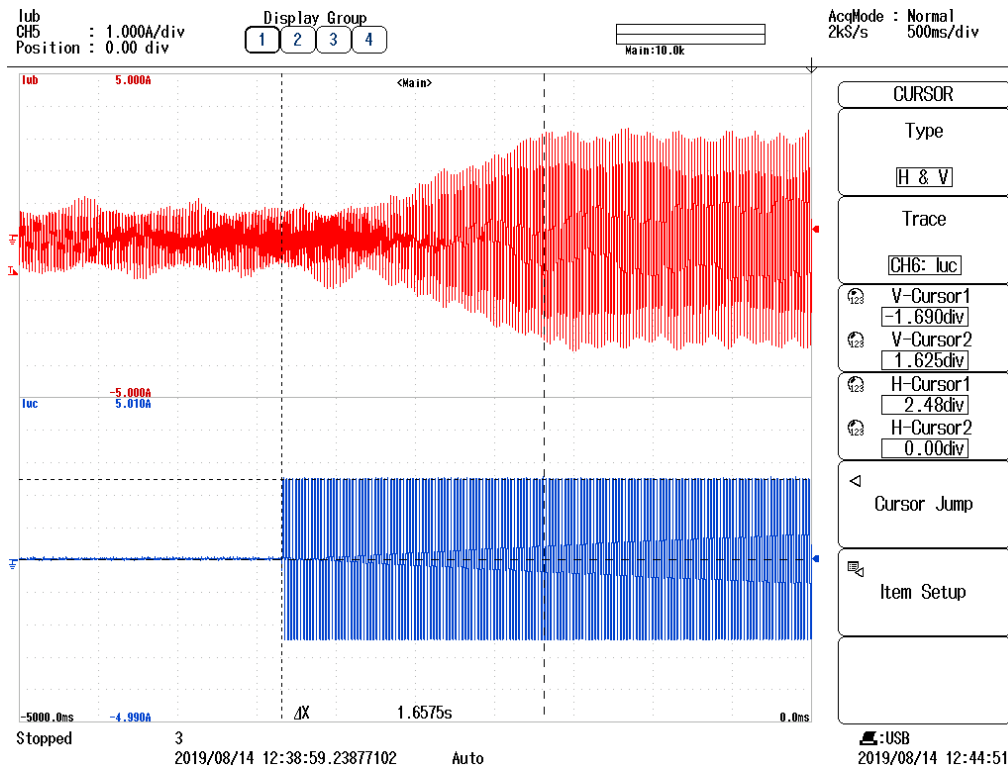


Fig. 72 - Respuesta del sistema ante una conexión de carga de 1.2 kW –  $t_r = 1.58$  s

El tiempo de respuesta total del sistema está formado por el tiempo en que el control del inversor actúa para adaptarse a la nueva consigna, el tiempo de medición, cómputo y transmisión de la consigna y el tiempo entre que ésta llega al inversor y es ejecutada.

En la siguiente figura se observa como en 150 ms la consigna se ha medido, computado y transmitido vía comunicaciones Modbus al inversor. A partir de ese instante, el inversor adapta la producción de energía a la consigna necesitando prácticamente 1.3 s.



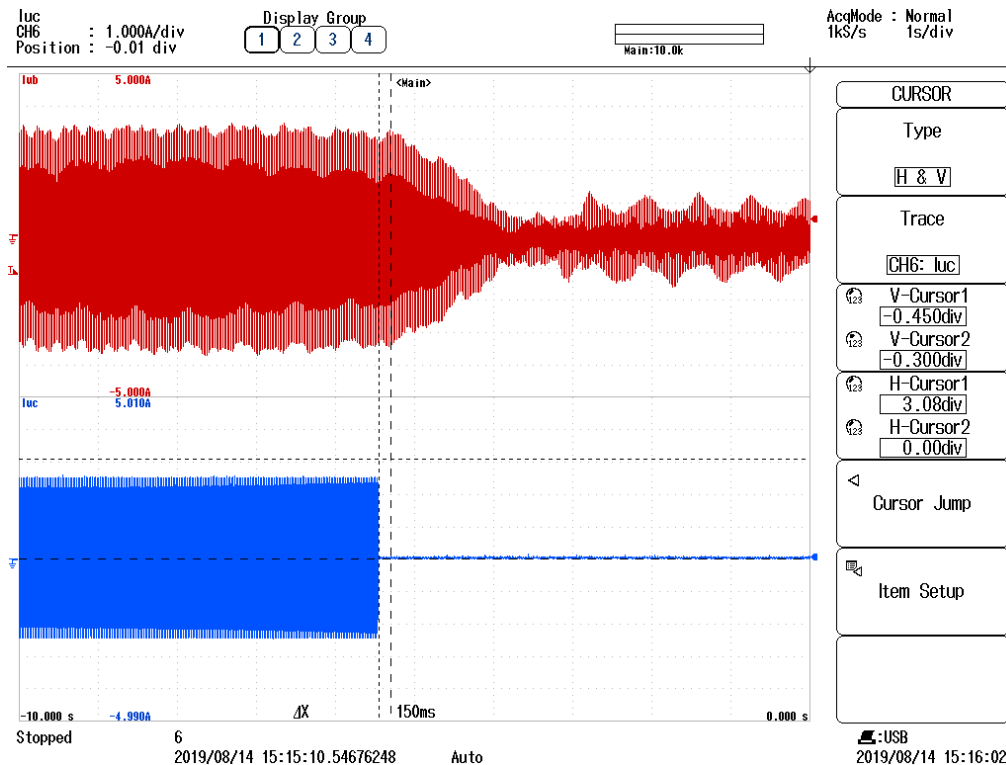


Fig. 73 - Tiempo de reacción implementación física de consigna en inversor

Como se detalló en el apartado de Estado del Arte, el fabricante SMA cuenta con un sistema propio para el control de la inyección cero (zero export), el Power Control Module, que según se indica, tiene la capacidad de reducir la potencia real en un tiempo máximo de 5 segundos y de realizar una desconexión de red en 2 segundos. En cualquier caso, necesita de un PLC y un equipo de medición para su funcionamiento.

En esta prueba se parte de carga nula. Se conecta una carga de 5.7 kW. La consigna para el inversor es del 100%. Sin embargo, no puede asumir la demanda ya que la energía que suministran los paneles en ese momento no es suficiente, por tanto, la red pública proporciona el resto de potencia a la carga. A continuación, la carga se pasa a 1.2 kW, que corresponde a un 23% aproximadamente de la potencia del inversor. En este caso, el convertidor sí puede abastecer a la carga. Seguidamente se vuelve a carga nula. Nuevamente, se repite con carga de 5.1 kW con 100% de consigna, después de 2.1 kW con 40% de consigna y vuelta a 0 kW. La visualización en el HMI no refleja el tiempo de respuesta real, es decir, no se le ha dado la misma prioridad que a otras partes del código con lo cual, el tiempo de refresco es cada 2 s.

### ➤ Procedimiento de la prueba

Situación inicial: Carga nula

1. Conectar cargas: 1.2 kW + 4.5 kW
2. Desconectar carga: 4.5 kW
3. Desconectar carga: 1.2 kW
4. Conectar cargas: 3 kW + 2.1 kW
5. Desconectar carga: 3 kW

### 6. Desconectar carga: 2.1 kW

A continuación, se muestra un vídeo de la prueba realizada.



### 6.3. Ensayo de respuesta ante incrementos de potencia de generación

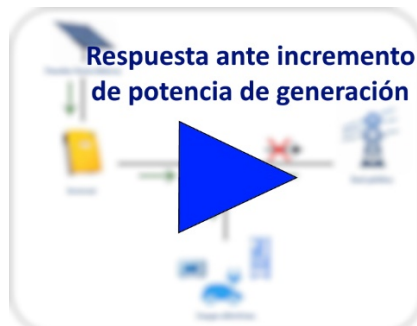
La fuente de energía renovable que abastece el inversor está formada por dos string (agrupaciones de paneles fotovoltaicos), que son el string 5 y 6. Para este ensayo se parte de una situación en la que la planta tiene solamente uno de los dos string funcionando, el número 5. A continuación, se conecta el step 3 ( $\approx 2100$  kW) de carga resistiva del banco de resistencias. Seguidamente se vuelve a conectar el string 6 que se había desconectado previamente. Se comprueba que el sistema mantiene el suministro demandado por la carga sin exportar excedentes de energía a la red pública ante un incremento de la potencia de generación. Al estar activos los dos string, se produce un reparto de la potencia de generación.

#### ➤ Procedimiento de la prueba con carga del 40%

Situación inicial: String 6 desconectado

1. Conectar cargas: 2.1 kW
2. Conectar String 6

A continuación, se muestran las pruebas para una carga del 40% de potencia del inversor.



## Resultados experimentales

### ➤ Procedimiento de la prueba con carga del 20%

Situación inicial: String 6 desconectado

1. Conectar cargas: 1.2 kW
2. Conectar String 6

A continuación, se muestran las pruebas para una carga del 20% de potencia del inversor.



La capacidad de generación máxima del inversor en el momento de realizar esta prueba es de aproximadamente 3.1 kW

### 6.4. Ensayo de respuesta ante pérdida de comunicaciones

Para esta prueba se realiza la desconexión de las comunicaciones, en primer lugar, del bus EtherCAT, más rápido y dónde se implementa el módulo de lectura de potencia trifásica de las cargas. En segundo lugar, se realiza la misma operación con las comunicaciones Modbus, en este caso la respuesta es más lenta. No obstante, el tiempo de desconexión del inversor, abriendo el contactor de salida, es inferior a 2 s en ambos casos.

También se realiza una prueba en caso de parada del programa del sistema (o fallo de alimentación). El contactor abre en el momento en que el programa deja de estar en modo RUN.

En cada prueba, el sonido (*Click!*) que se escucha es la apertura o cierre del contactor de salida del inversor.

### ➤ Procedimiento de la prueba

Situación inicial: Comunicaciones conectadas

1. Desconectar comunicación EtherCAT



### ➤ Procedimiento de la prueba

Situación inicial: Comunicaciones conectadas

1. Desconectar comunicación Modbus



### ➤ Procedimiento de la prueba

Situación inicial: Programa en modo RUN

1. Realizar la parada del programa
2. Realizar el arranque del programa

A continuación, se muestran las pruebas de comunicaciones y Stop/Start realizadas.



A la vista de las pruebas realizadas, cabe apuntar una observación acerca de su ejecución. Durante de los ensayos y, dadas las características de la instalación eléctrica del lugar donde se realizaban, la protección diferencial de dicha instalación disparaba, haciendo su trabajo de manera correcta, debido a la señal inyectada por el inversor. La corriente diferencial en el inversor SMA que, por razones de funcionamiento, se especifica en su hoja de características, puede tener un valor de hasta 100 mA. Esto ha complicado en cierto grado la realización de las pruebas debido a que el inversor, del tipo grid-feeding, en ausencia de red, abre su disyuntor interno y no lo vuelve a cerrar hasta el retorno de red y la adaptación a las condiciones de ésta. En algún caso, la reconexión con la red ha tenido una duración de más de 10 minutos. Así, si durante el ensayo se producía un disparo del interruptor diferencial la prueba debía comenzar desde el principio.

## 7. Presupuesto

Para la confección del estudio económico solamente se contempla el coste de adquisición de los equipos que componen el sistema de control de inyección cero. Los elementos restantes que forman parte de la planta a controlar no están incluidos en el desglose presupuestado.

A continuación, se muestra la tabla resumen del subtotal de costes de los elementos de hardware, software y desarrollo. En el documento anexo a esta memoria *Presupuesto* se encuentra la tabla con el detalle de cada elemento con cantidades, descripción y precios unitarios.

Hardware	2126,95 €	
Software	649,5 €	
Desarrollo del proyecto	12960 €	
Total presupuesto		15736,45 €

Tabla 5 - Resumen costes

## 8. Conclusiones finales

---

En el presente trabajo se han documentado las tareas realizadas desde la idea inicial marcada por la necesidad surgida debido al cambio de legislación hasta la realización de los ensayos una vez implementado físicamente el sistema.

Partiendo de motivaciones básicas por contribuir a la reducción de emisiones y a la utilización de energías renovables, se han aprovechado las condiciones legales actualmente propicias para desarrollar este estudio en consonancia con dichas motivaciones.

El primer reto ha sido abordar la implementación de un sistema íntegramente físico. Un trabajo experimental que en ocasiones ha comportado problemas de configuración o compatibilidad entre equipos, contratiempos logísticos o con las instalaciones donde se ha realizado. A esto se le debe añadir que la curva de aprendizaje sigue un patrón exponencial, es decir, el conocimiento de la filosofía y la gama Beckhoff junto a su entorno de programación TwinCAT dentro de un dispositivo basado en arquitectura PC, las particularidades de los protocolos de comunicaciones EtherCAT y Modbus, el funcionamiento del software de simulación PSIM, el funcionamiento del inversor SMA y ciertos aspectos de los textos legales, constituyen gran cantidad de información que se ha tenido que asimilar partiendo de cero.

Se ha comprobado que el sistema simulado es perfectamente capaz de tomar el valor de la consigna en un tiempo muy inferior al tiempo de respuesta máximo que especifica la normativa aun teniendo en cuenta que se le debe adicionar un tiempo de adquisición, un tiempo de cómputo y un tiempo de transmisión desde el sistema de control hasta el inversor. Aun así, se dispone de la holgura suficiente.

En cuanto al sistema experimental, se ha implementado un sistema de control que responde ante un cambio de carga en un tiempo que no siempre ha sido inferior a 2 segundos como establece la norma, por tanto, en este aspecto no se han alcanzado los objetivos marcados. Los tiempos de respuesta obtenidos se sitúan entre los 1.5 s y los 3.5 s entre que se realiza un cambio importante en la carga y la potencia a la salida del generador es estable. En el peor de los casos es alrededor de los 5 s el tiempo de respuesta obtenido. Cabe mencionar que el dispositivo que comercializa SMA, el Power Control Module permite tiempos de respuesta de hasta 5 s y además precisa de un PLC adicional. Por otro lado, la prueba de respuesta ante incremento de carga ha resultado satisfactoria ya que el sistema se ha mantenido en la inyección de potencia establecida por la consigna al reconectar un string de paneles fotovoltaicos. En cuanto al ensayo de respuesta ante pérdida de comunicaciones el resultado también ha sido satisfactorio, abriendo el contactor de salida del inversor prácticamente de manera inmediata al desconectar las comunicaciones EtherCAT y, en menos de 2 s, si era una pérdida de las comunicaciones Modbus.

En la idea inicial, el trabajo se ceñía únicamente a la implementación del sistema de inyección cero. No obstante, se ha incluido el desarrollo de un HMI sencillo de manera que, además del hardware, hace posible tener una representación gráfica de la planta y permite la visualización de los estados de las comunicaciones y el balance de potencia entre el bloque de generación, las cargas y la red.

Al igual que algunas de las características que ofrecen dispositivos existentes actualmente, este sistema dispone de monitorización vía web, así como la posibilidad de poder implementar de manera sencilla el control para varios inversores. El tipo de ajuste de potencia es adaptado a la demanda y cuenta con desconexión de seguridad.

Por otro lado, han quedado aspectos por desarrollar o cuestiones no previstas en un inicio, como es el caso del disparo de la protección diferencial de la instalación del laboratorio durante la realización de los ensayos, que dificultaba en cierto modo la fluidez de las pruebas debido a los tiempos de reconexión del inversor a red. Otra cuestión es la referente a las curvas de respuesta del inversor. Debido a temas relacionadas con aceptación de responsabilidades para modificar ciertos parámetros (mediante el Grid Guard Code), no ha sido posible realizar pruebas en este campo y así poder ajustar la respuesta global del sistema.

En resumen, se aporta una plataforma de control de inyección cero alimentado por una fuente de energía solar fotovoltaica que, si bien, cumple parcialmente las especificaciones de la norma, al ser un sistema determinista basado en PC, cuenta con capacidad para extender su funcionalidad sin precisar equipos adicionales.



## 9. Propuesta de trabajos futuros

---

A partir del estudio que se ha desarrollado, surgen varias líneas de trabajo de diferente temática que pueden contribuir a su ampliación o bien, ser integrado dentro de otro tipo de estudios o trabajos.

Así, la mejora del tiempo de respuesta del inversor ante un cambio o una desconexión de cargas es uno de los puntos clave. La posibilidad de modificación de las curvas de respuesta (gradiente) y la realización de pruebas en los diferentes escenarios permitiría afinar el comportamiento del sistema. Por otro lado, teniendo en cuenta que la fecha de fabricación del inversor es del año 2013, si se opta por otro fabricante, o incluso por otro modelo de SMA, es posible que el tiempo de respuesta sea inferior si se dispone de una tecnología más reciente.

Otra línea de trabajo sería el empaquetar el código relacionado con el inversor Sunny Tripower 5000TL en un archivo (o archivos) y posteriormente generar un set de drivers con esa misma estructura para el control de inversores de otros fabricantes, en base a las especificaciones de cada uno (protocolo de comunicaciones, mapa de registros Modbus, tipos y formatos de dato, etc). De esta manera se amplía la funcionalidad del sistema pues, partiendo del código base, se añadiría una capa de configuración donde el usuario puede seleccionar las características del dispositivo sobre el que se actuará para gestionar el sistema de inyección cero.

Respecto a la unidad central, el CX5120, como se indicó en apartados anteriores, cuenta con una potencia de cálculo y unas prestaciones que la aplicación del presente trabajo no puede aprovechar completamente. Así, es posible reducir de manera evidente el presupuesto con un dispositivo de gama más baja de Beckhoff, como por ejemplo el CX7000. Este equipo se encuentra en el mercado por un precio de alrededor de los 200 € que, frente a los 884 € que cuesta el CX5120, supone un ahorro que es cuatro veces menor. Además, se podría prescindir de alguna tarjeta más, pues el CX7000 ya tiene incorporadas 8 entradas digitales y 4 salidas digitales. También se configura y se programa mediante TwinCAT 3 y es escalable a través de EtherCAT. Así, una línea de trabajo sería el ajustar el hardware de control a la funcionalidad que se pretende implementar de manera que los costes se reduzcan de manera considerable.

El HMI que se ha desarrollado en este trabajo es un visualizador sencillo del estado de la planta y los valores de potencia en la producción, la carga y el lado de red. Twincat 3 cuenta con una aplicación independiente que se integra también en el entorno de Visual Studio más compleja que permite el desarrollo de un HMI con funcionalidades ampliadas y mayor capacidad de gestión (multi clientes, multi servidores, multi runtime, históricos, editor gráfico, eventos y alarmas). Por tanto, el desarrollo de un visualizador que cuente con tales características añadidas puede ser otra línea de trabajo a seguir.

Otra funcionalidad que puede ampliar el trabajo realizado sería la implementación de un *datalogger* que se ocupe del registro de las variables del proceso seleccionadas sincronizadas con los ciclos de la máquina. Estos datos se pueden guardar localmente para poder realizar un análisis posterior o bien, enviar a un bróker de mensajería (message broker) por medio de un protocolo IoT. Así, añadiendo paquetes de funciones

que tienen que ver con IoT, es posible configurar y extender el sistema a las tecnologías en la nube y la industria 4.0.

## 10. Anexos

### 10.1. Anexo 1 – Planificación

Se realiza la planificación de actividades y las tareas asociadas.

En la etapa de introducción se definen objetivos, el porqué del trabajo y hasta dónde se quiere llegar. Se selecciona la legislación actual respecto al tema, la ubicación del trabajo y a quién puede aportar algo su realización.

Posteriormente al desglose por actividades y a su vez en tareas, a éstas se les asigna un tiempo para ser realizadas.

El inicio del trabajo comprende el bloque donde se recopila y analiza toda la documentación técnica y los textos legales implicados. También se diseña el cuerpo del estudio, el hardware y el algoritmo de control para poder seleccionar todos los equipos y la aparamenta necesaria para su materialización.

La parte de adquisición de equipamiento no es trivial pues puede comportar un tiempo de espera que afecte a otras tareas.

Antes de la implementación física se realiza una simulación que permite realizar pruebas y afinar la definición inicial.

Se debe tener presente que existe una parte del tiempo que se debe emplear en aprender el manejo del software implicado, ya sea el entorno de simulación como el de desarrollo del sistema.

La etapa de configuración tanto de software como de hardware es el paso previo necesario para poder empezar a trabajar en el cuerpo del estudio, la generación de código y su posterior depuración realizando las pruebas ya en campo.

La siguiente etapa comprende los ensayos que se realizan al sistema de acuerdo con la normativa para posteriormente extraer las conclusiones.

Finalmente, una parte importante del tiempo se emplea en recopilar toda la información, pruebas y análisis realizados y elaborar la documentación final.

A continuación, se muestra la tabla con la calendarización de tareas del presente trabajo.

Núm. tarea	Nombre de tarea	Duración	Comienzo	Fin
1	Introducción	7 días	mar 01/01/19	mié 09/01/19
2	Objetivos	7 días	mar 01/01/19	mié 09/01/19
3	Alcance	7 días	mar 01/01/19	mié 09/01/19
4	Justificación	7 días	mar 01/01/19	mié 09/01/19
5	Normativa relacionada	7 días	mar 01/01/19	mié 09/01/19
6	Beneficiarios	7 días	mar 01/01/19	mié 09/01/19

7	Localización	7 días	mar 01/01/19	mié 09/01/19
<b>8</b>	<b>Planificación</b>	<b>7 días</b>	<b>jue 10/01/19</b>	<b>vie 18/01/19</b>
9	Definición de tareas	7 días	jue 10/01/19	vie 18/01/19
10	Calendarización	7 días	jue 10/01/19	vie 18/01/19
<b>11</b>	<b>Inicio del proyecto</b>	<b>14 días</b>	<b>lun 21/01/19</b>	<b>jue 07/02/19</b>
12	Documentación normativa autoconsumo	14 días	lun 21/01/19	jue 07/02/19
13	Documentación equipamiento sistema de control	14 días	lun 21/01/19	jue 07/02/19
14	Documentación comunicaciones EtherCAT y Modbus	14 días	lun 21/01/19	jue 07/02/19
15	Diseño eléctrico y comunicaciones	14 días	lun 21/01/19	jue 07/02/19
16	Diseño del algoritmo de control	14 días	lun 21/01/19	jue 07/02/19
17	Selección de dispositivos necesarios	14 días	lun 21/01/19	jue 07/02/19
18	Listado de hardware eléctrico necesario	14 días	lun 21/01/19	jue 07/02/19
<b>19</b>	<b>Adquisición de equipamiento</b>	<b>14 días</b>	<b>vie 08/02/19</b>	<b>mié 27/02/19</b>
20	Pedido de dispositivos a Beckhoff	14 días	vie 08/02/19	mié 27/02/19
21	Pedido hardware eléctrico necesario	14 días	vie 08/02/19	mié 27/02/19
<b>22</b>	<b>Simulación del diseño</b>	<b>7 días</b>	<b>jue 28/02/19</b>	<b>vie 08/03/19</b>
23	Instalación y aprendizaje software simulación	7 días	jue 28/02/19	vie 08/03/19
24	Simulación del modelo	7 días	jue 28/02/19	vie 08/03/19
25	Discusión de resultados	7 días	jue 28/02/19	vie 08/03/19
<b>26</b>	<b>Implementación física</b>	<b>7 días</b>	<b>lun 11/03/19</b>	<b>mar 19/03/19</b>
27	Montaje sistema de control	7 días	lun 11/03/19	mar 19/03/19
28	Montaje y revisión del punto interconexión	7 días	lun 11/03/19	mar 19/03/19
<b>29</b>	<b>Configuración software</b>	<b>14 días</b>	<b>mié 20/03/19</b>	<b>lun 08/04/19</b>
30	Instalación y aprendizaje entorno TwinCAT3	14 días	mié 20/03/19	lun 08/04/19
31	Configuración IDE TwinCAT3	14 días	mié 20/03/19	lun 08/04/19
<b>32</b>	<b>Configuración hardware</b>	<b>14 días</b>	<b>mar 09/04/19</b>	<b>vie 26/04/19</b>
33	Configuración del inversor SMA	14 días	mar 09/04/19	vie 26/04/19
34	Configuración del analizador de red Schneider	14 días	mar 09/04/19	vie 26/04/19
35	Configuración dispositivos Beckhoff	14 días	mar 09/04/19	vie 26/04/19
<b>36</b>	<b>Programación</b>	<b>21 días</b>	<b>lun 29/04/19</b>	<b>lun 27/05/19</b>

37	Generación código sistema de control	21 días	lun 29/04/19	lun 27/05/19
38	Generación código HMI	21 días	lun 29/04/19	lun 27/05/19
<b>39</b>	<b>Pruebas</b>	<b>42 días</b>	<b>mar 28/05/19</b>	<b>mié 24/07/19</b>
40	Pruebas en campo	42 días	mar 28/05/19	mié 24/07/19
41	Depuración de código	42 días	mar 28/05/19	mié 24/07/19
<b>42</b>	<b>Ensayos</b>	<b>14 días</b>	<b>jue 25/07/19</b>	<b>mar 13/08/19</b>
43	Ensayo régimen permanente	14 días	jue 25/07/19	mar 13/08/19
44	Ensayo desconexión de carga	14 días	jue 25/07/19	mar 13/08/19
45	Ensayo incremento generación	14 días	jue 25/07/19	mar 13/08/19
46	Ensayo pérdida comunicaciones	14 días	jue 25/07/19	mar 13/08/19
47	Grabación vídeo ensayos	14 días	jue 25/07/19	mar 13/08/19
48	Reajustes hardware y código	14 días	jue 25/07/19	mar 13/08/19
49	Discusión resultados experimentales	14 días	jue 25/07/19	mar 13/08/19
<b>50</b>	<b>Conclusiones</b>	<b>3 días</b>	<b>mié 14/08/19</b>	<b>vie 16/08/19</b>
51	Conclusiones finales	3 días	mié 14/08/19	vie 16/08/19
52	Propuesta trabajos futuros	3 días	mié 14/08/19	vie 16/08/19
<b>53</b>	<b>Generación de documentación</b>	<b>28 días</b>	<b>lun 19/08/19</b>	<b>mié 25/09/19</b>
54	Memoria del trabajo	28 días	lun 19/08/19	mié 25/09/19
55	Presupuesto	28 días	lun 19/08/19	mié 25/09/19
56	Informe de calidad	28 días	lun 19/08/19	mié 25/09/19
57	Preparación defensa	28 días	lun 19/08/19	mié 25/09/19

Tabla 6 - Calendarización del trabajo

### 10.2. Anexo 2 – Marco normativo

Dentro de la normativa aplicable y que respalda y justifica la realización de este trabajo se encuentran principalmente dos textos. El primero es el Real Decreto Ley 15/2018 publicado en el BOE en el año 2018 que facilita y promueve el autoconsumo, entre otros temas. El segundo texto, el Real Decreto 244/2019 ha sido publicado en el presente año y entra en detalle en las cuestiones técnicas y administrativas referentes al autoconsumo.

#### 10.2.1. Real Decreto Ley 15/2018

Con este Real Decreto Ley 15/2018 del 5 de octubre se inicia un cambio de rumbo en la legislación sobre ciertos asuntos de relacionados con la obtención de energía y el uso que de ella se hace. Normaliza una situación que estaba siendo contraria a la necesidad de que el consumo de energía sea menos dependiente de los combustibles fósiles y de aquellos que generan residuos con complejo tratamiento, es decir, un uso sostenible.

Esta ley se centra en tres temas:

el primero describe propuestas de cara a luchar contra la pobreza energética y en la regulación de los mecanismos de contratación con el fin de proteger a los consumidores.

El segundo, formaliza una proposición de ley sobre el autoconsumo presentada por diversos grupos políticos, donde desarrolla tres puntos: el derecho al autoconsumo sin cargos, el derecho al autoconsumo compartido y la simplificación técnica y administrativa para instalaciones de pequeña potencia. Este es el punto en que se apoya el presente trabajo.

En el tercero, la primera parte está dedicada a incrementar la integración de energías renovables y la segunda a introducir una serie de medidas para promover la movilidad sostenible con el fin de reducir tanto los gases de efecto invernadero como los contaminantes de la atmósfera en especial en las ciudades.

En referencia al autoconsumo, esta ley modifica la ya existente Ley 24/2013. Divide el autoconsumo en dos modalidades, sin excedentes y con excedentes. En el autoconsumo sin excedentes, la instalación deberá contar con un dispositivo que impida el vertido de electricidad a la red de distribución.

En el articulado también se especifica que se concretarán las condiciones técnicas y administrativas que tienen que ver con el autoconsumo, lo cual se materializa posteriormente en el RD 244/2019.

#### 10.2.2. Real Decreto 244/2019

Con el Real Decreto 244/2019 del 5 de abril se regulan las condiciones técnicas, administrativas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

- Clasificación y características:

Como se detalla en el apartado anterior, dentro de cada una de las modalidades (sin excedentes o con excedente) existe la posibilidad de que el autoconsumo sea individual o colectivo. En el caso de autoconsumo colectivo todos consumidores participantes deberán pertenecer a la misma modalidad.

La titularidad en el autoconsumo sin excedentes será del consumidor, tanto del punto de suministro como de la instalación interior de generación conectada a la red. En el caso de autoconsumo colectivo dicha titularidad será compartida de manera solidaria.

La instalación puede incluir elementos de almacenamiento de energía siempre que cumplan con la normativa aplicable.

### - Trámites administrativos

En la modalidad de autoconsumo sin excedentes, las instalaciones de generación están exentas de obtener permisos de acceso y conexión.

En lo que se refiere a los trámites para acogerse al autoconsumo el procedimiento es el siguiente:

El consumidor comunica la intención de acogerse a la modalidad de autoconsumo a su respectiva empresa distribuidora o comercializadora. La empresa distribuidora tiene un plazo de 10 días para modificar el contrato de acceso del consumidor. Transcurrido ese tiempo, el consumidor dispone asimismo de 10 días para notificar cualquier disconformidad.

Si la potencia instalada es inferior a 100kW la comunicación a la empresa distribuidora se realiza desde la administración autonómica debido a la obligación expresa en el REBT. En este caso, la administración tiene un plazo de 10 días para comunicarlo a la empresa distribuidora y ésta 5 días para comunicar la modificación del contrato al consumidor. Como en el caso anterior, el consumidor dispone de 10 días para notificar cualquier disconformidad.

### - Requisitos de medida de energía

Los consumidores dispondrán de los equipos de medida necesarios para la correcta facturación que les sean de aplicación, que proporcionará una medida bidireccional en el punto frontera o equipos de medida en cada punto frontera.

En la modalidad de autoconsumo sin excedentes encargado de la lectura de los equipos de medida será la empresa distribuidora.

### - Modificación de la ITC-40 del REBT

Se modifica la ITC-40 del reglamento electrotécnico de baja tensión que entre otras cuestiones describe los sistemas para evitar el vertido de energía a la red de distribución. Tenemos,

- Sistema anti vertido a red consistente en elementos de corte de la corriente para instalaciones de generación no fotovoltaica sin capacidad de regulación.

- Sistema anti vertido que actúa sobre el bloque de generación y el de consumo, regulando el balance de potencia intercambiado entre ambos y, de esta manera, evitando la el vertido a la red. El presente trabajo se centra en este caso, con el control sobre el bloque de generación.

Este reglamento propone dos tipos de instalaciones. El primer caso mide el intercambio de energía con la red. El caso que nos ocupa es el segundo, donde se realiza la medida de potencia sobre la totalidad de las cargas.

El elemento de control puede ser independiente o estar incluido en otros dispositivos de la instalación. La potencia consumida siempre debe ser mayor que la potencia generada. Se ha de tener en cuenta el margen de tolerancia de los equipos de medida y los transformadores de medida de corriente. De cualquier modo, el tiempo de corrección debe ser inferior a 2 segundos lo cual se consigue por medio de la actuación del sistema anti vertido indicado anteriormente.

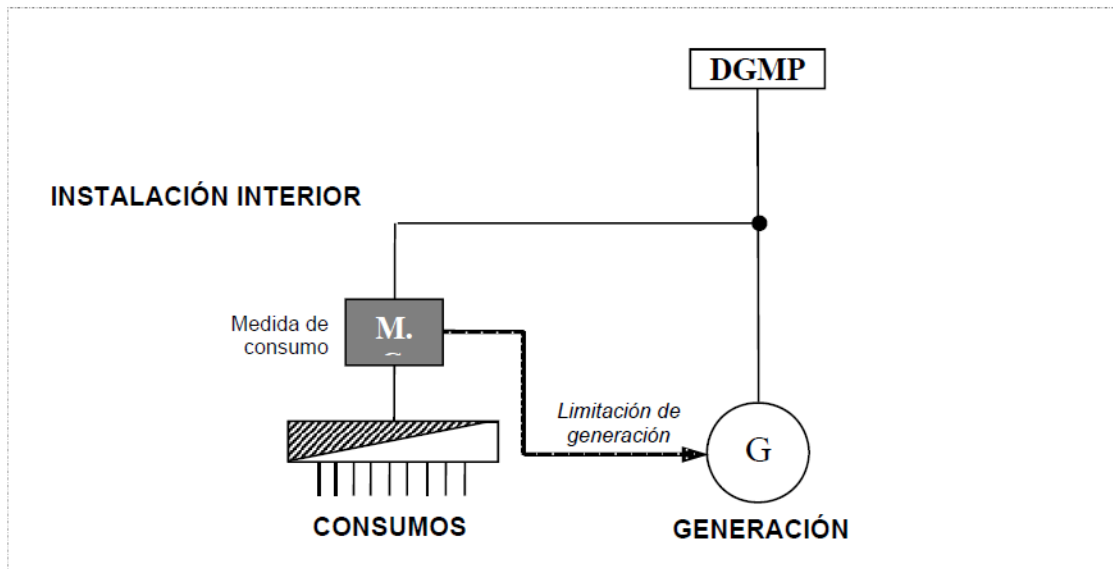


Fig. 1 - Esquema de medida de consumo de las cargas y actuación sobre el bloque de generación

- Ensayos sobre el sistema anti vertido

Se realizarán una serie de ensayos para evaluar el correcto funcionamiento y la conformidad de dicho sistema.

- o Tolerancia en régimen permanente:  
comprueba si el sistema cumple el requisito establecido de tiempo de reacción inferior a 2 segundos ante cambios de carga en las diferentes fases. Las medidas de verificación de intercambio de potencia con la red se deben realizar cada 50ms. Se sigue un procedimiento que varía el consumo de las cargas según la tabla siguiente. Los valores están expresados en tanto por ciento sobre la potencia nominal del generador a ensayar.



Régimen de conexión	Fase R	Fase S	Fase T
Monofásico.	90÷100%		
	10÷20%		
	0		
Trifásico.	90÷100%	90÷100%	90÷100%
	10÷20%	10÷20%	10÷20%
	0	0	0
	90÷100%	60÷70%	60÷70%
	60÷70%	60÷70%	60÷70%
	30÷40%	60÷70%	60÷70%
	0	60÷70%	60÷70%

Tabla 7 - Ensayo de tolerancia en régimen permanente

- Respuesta ante desconexión de la carga:  
comprueba si el sistema cumple el requisito establecido de tiempo de reacción inferior a 2 segundos ante una desconexión de la carga. Las medidas de verificación de intercambio de potencia con la red se deben realizar cada 50ms. Se sigue un procedimiento que varía el consumo de las cargas según la tabla siguiente. Los valores están expresados en tanto por ciento sobre la potencia nominal del generador a ensayar. Cada una de las pruebas se repite tres veces.

Prueba	Carga inicial	Carga final
1	90÷100%	60÷70%
2	90÷100%	30÷40%
3	90÷100%	0%
4	60÷70%	30÷40%
5	60÷70%	0%
6	30÷40%	0%

Tabla 8 - Ensayo de respuesta ante desconexión de la carga

- Respuesta ante incrementos de potencia de generación:  
comprueba si el sistema cumple el requisito establecido de tiempo de reacción inferior a 2 segundos ante un aumento de potencia generada, por ejemplo, en el caso de un aumento de la irradiancia en una instalación fotovoltaica. Las medidas de verificación de intercambio de potencia con la red se deben realizar cada 50ms.

- Actuación en caso de pérdida de comunicaciones:  
comprueba si el sistema cumple el requisito establecido de tiempo de reacción inferior a 2 segundos ante una pérdida de las comunicaciones. Las medidas de verificación de intercambio de potencia con la red se deben realizar cada 50ms.
  - Cortando la comunicación entre el dispositivo de control y el equipo de medida
  - Cortando la comunicación entre el dispositivo de control y el generador.

### - Evaluación de la conformidad

Para la evaluación de la conformidad del sistema anti vertido será necesario aportar la documentación siguiente:

- Esquema básico del sistema
- Equipo de medida de potencia y clase de los transformadores de medida
- Elemento de control
- Comunicaciones empleadas
- Potencia del generador ensayado
- Algoritmo de control
- Características eléctricas del generador
- Número máximo de generadores a conectar
- Informe de las pruebas realizadas en los ensayos detallados en el apartado anterior

### 10.3. Anexo 3 - Referencias

- Información especializada en energía solar fotovoltaica de US

<https://news.energysage.com>

- Web de publicación del Boletín Oficial de Estado. Consulta de textos legales

<https://www.boe.es/>

- Ministerio de España para la transición ecológica

<https://www.miteco.gob.es/es/>

- Instituto para la diversificación y ahorro de energía. Consulta de información sobre autoconsumo

<https://www.idae.es/>

- Agencia gubernamental de medio ambiente de US

<https://www.epa.gov>

- Web global del fabricante Beckhoff. Información sobre la tecnología utilizada

[www.beckhoff.com](http://www.beckhoff.com)

- Web española del fabricante Beckhoff. Información sobre la tecnología utilizada

[www.beckhoff.es](http://www.beckhoff.es)

- Infosys de Beckhoff donde se encuentra las hojas de características y manuales de funcionamiento que ofrece el fabricante

<https://infosys.beckhoff.com/>

- Web española del fabricante SMA. Información sobre el inversor Sunny Tripower 5000TL

<https://www.sma-iberica.com/>

- Web global del fabricante SMA. Información sobre el inversor Sunny Tripower 5000TL

<https://www.sma.de/>

- Web del fabricante Schneider Electric. Información sobre el contactor LC1DT80A3P7

<https://www.se.com/es/es/>

- Web del fabricante Circutor. Información sobre su tecnología de inyección cero y los transformadores de medida de corriente

<http://circutor.es/es>

- Web de la Modbus Organization. Información sobre el protocolo de comunicaciones Modbus

[www.modbus.org](http://www.modbus.org)

- Grupo tecnológico EtherCAT. Información sobre el protocolo de comunicaciones EtherCAT

[www.ethercat.org](http://www.ethercat.org)

- Fundación Energías Renovables. Información sobre ayudas al autoconsumo en España

<https://fundacionrenovables.org>

- HolaLuz. Información general sobre autoconsumo

<https://www.holaluz.com/>

- Energy News. Información general sobre autoconsumo

<https://www.energynews.es/>

#### 10.4. Anexo 4 - Ayudas económicas

Para la instalación y puesta en marcha de instalaciones de autoconsumo existen líneas de ayuda disponibles en la actualidad. Así, en el ámbito de la administración local se ofrecen reducciones en el IBI (Impuesto de bienes e inmuebles). En junio del año 2018 se presentó un documento relativo a esta cuestión por parte de la Fundación Energías Renovables titulado “Análisis comparativo de bonificaciones fiscales al autoconsumo en las principales ciudades españolas”. Este informe evalúa y recopila los incentivos al autoconsumo por parte de la administración local en ciudades españolas de más de 100.000 habitantes según el censo a fecha de 2017, que son principalmente bonificaciones en el IBI y en el impuesto sobre instalaciones, construcciones y obras (ICIO).

A continuación, se muestra la tabla comparativa del estudio en cuestión.

La columna de tanto por ciento (%) expresa el porcentaje de bonificación sobre la base imponible del IBI.

La Duración es el número de años en los que se aplica tal bonificación.

La columna Total, es una valoración de la bonificación en función de la duración y el tanto por ciento.

Se debe tener en cuenta las limitaciones (excepciones) concretas para cada caso, especificadas en la columna con el mismo nombre.

Nº	Municipio	Hab.	%	Duración años	Total	Uso al que aplica	Limitaciones
1	Córdoba	325916	50%	30	15	Vivienda habitual	Límite: coste de instalación
2	Sevilla	689434	50%-30%	30	9,6	Vivienda	50% durante 3 años y 30% los siguientes.
3	Getafe	178288	30%	10	3	Todos	Bonif. anual máx.: 10% coste
4	Bilbao	345110	50%	5	2,5	Todos	
5	Sabadell	209931	50%	5	2,5	Vivienda	
6	Santa Cruz de Tenerife	203692	50%	5	2,5	Vivienda	
7	Salamanca	144436	50%	5	2,5	Vivienda	
8	Palencia	78892	50%	5	2,5	Vivienda	
9	Dos Hermanas	132551	50%	5	2,5	Vivienda	límite de 200€. Cubra >50% de demanda
10	Huesca	52812	50%	5	2,5	Vivienda	Pot>5 Kw/100m²
11	Castellón de la Plana/Castelló de la Plana	169498	50%	1-10	2,5	Todos	Duración según Valor Inmueble Pot>5 Kw/100m²
12	Badalona	215848	50%	4	2	Todos	Instalación superior a 1 Kw Bonif. máxima: 300€/año
13	Gijón	272365	40%	5	2	Predominantemente residencial	Pot>2,5 Kw/200m²
14	Palma de Mallorca	406492	50%	3	1,5	Todos	
15	Barcelona	1620809	50%	3	1,5	Vivienda	
16	Oviedo	220301	30%	5	1,5	Predominantemente residencial	
17	Huelva	145115	50%	3	1,5	Vivienda	Bonif. anual máx: 33% coste instalación
18	Lleida	137327	30%	5	1,5	Vivienda (bonif. Progresiva 50-10%)	
19	Mataró	126127	50%	3	1,5	Vivienda	
20	Santa Coloma de Gramenet	117597	50%	3	1,5	Vivienda	
21	Barakaldo	100313	50%	3	1,5	Vivienda	
22	Guadalajara	84145	30%	5	1,5	Vivienda	
23	Almería	195389	50%	3	1,5	Predominantemente residencial	Pot>2 Kw/225m²
24	Madrid	3182981	50%	3	1,5	Vivienda	Cubra >50% de demanda
25	Zaragoza	664938	50%	3	1,5	Predominantemente residencial	Pot>2,5 Kw/100m²
26	Elche/Elx	228675	50%	3	1,5	Predominantemente residencial	Pot>5 Kw/200m²
27	Valencia	787808	50%	3	1,5	Predominantemente residencial	Pot>5 Kw/100m²
28	Vitoria-Gasteiz	246976	50%	3	1,5	Vivienda y edificio mayoritariamente vivienda	Pot>5 Kw/100m²
29	Coruña (A)	244099	50%	3	1,5	Vivienda habitual	Pot>5 Kw/100m² ó Obtener certific. Energ A
30	Marbella	141172	25%	5	1,25	Todos	
31	San Cristóbal de La Laguna	153655	25%	5	1,25	Vivienda	
32	Terrassa	216428	25%	5	1,25	Vivienda unifamiliar bonif. 25% Plurifamiliar para servicios comunes: bonif. 5%	Cubra >=30% de demanda
33	Móstoles	206589	25%	4	1	Predominantemente residencial	Pot>5 Kw/100m²
34	Toledo	83741	30%	3	0,9	Predominantemente residencial	Pot>2,5 Kw/100m²
35	Logroño	150979	25%	3	0,75	Vivienda habitual	
36	Cádiz	118048	25%	3	0,75	Vivienda	Pot>5 Kw/100m²
37	Leganés	187720	30%	2	0,6	Todos	
38	Jaén	114238	50%	1	0,5	Todos	
39	Ávila	58149	50%	1	0,5	Todos	
40	Granada	232770	50%	1	0,5	Vivienda	
41	Alcalá de Henares	194310	50%	1	0,5	Vivienda	-
42	San Sebastián/Donostia	186370	10%	5	0,5	Vivienda	valor catastral < 250,000€
43	Málaga	569002	15%	3	0,45	Vivienda	>4m² paneles
44	Alcobendas	114864	30-50%	1	0,30	Todos	Cubran 30-50% del consumo
45	Jerez de la Frontera	212915	25%	1	0,25	Vivienda	

Tabla 9 - Ayudas en el IBI de diversas ciudades del estado.  
[www.fundacionrenovables.org](http://www.fundacionrenovables.org)

Seguidamente, se presenta la tabla comparativa de las ayudas al ICIO incluida en el mismo documento. También se especifican las limitaciones que se deben tener en cuenta para cada ciudad.

En cualquier caso, ya que la legislación en materia de medio ambiente, tecnologías renovables y sostenibilidad está en constante evolución sobre todo a nivel de directivas europeas, siempre es obligada la consulta de las ordenanzas municipales en la fase inicial de diseño del proyecto.

Por otro lado, algunas comunidades autónomas también ofrecen deducciones fiscales en el tramo autonómico del IRPF por inversiones en instalaciones de autoconsumo o de energías renovables en general para personas físicas además de para empresas o personas jurídicas que, en este caso, son en forma de subvenciones.

	Municipio	Hab.	%	Limitaciones
1	Barcelona	1620809	95%	
2	Palma de Mallorca	406492	95%	
3	Córdoba	325916	95%	
4	Hospitalet de Llobregat (L)	257349	95%	
5	Coruña (A)	244099	95%	
6	Granada	232770	95%	
7	Elche/Elx	228675	95%	Consiga reducción demanda 30%
8	Sabadell	209931	95%	
9	San Sebastián/Donosti	186370	95%	
10	Getafe	178288	95%	
11	Castellón de la Plana	169498	95%	
12	San Cristóbal de La Laguna	153655	95%	
13	Salamanca	144436	95%	
14	Marbella	141172	95%	
15	Lleida	137327	95%	
16	Torrejón de Ardoz	128013	95%	
17	Mataró	126127	95%	
18	Santa Coloma de Gramenet	117597	95%	
19	Girona	99.013	95%	
20	Ávila	58149	95%	
21	Segovia	51756	95%	
22	Málaga	569002	95%	Sistemas conectados a la red de distribución
23	Alcorcón	168141	50% (gral) - 95%(vivienda)	Todos o vivienda
24	Madrid	3182981	30% ó 95%	Todos o vivienda
25	Vigo	292986	30% ó 95%	Todos o vivienda
26	Santander	171951	30% ó 95%	Todos o vivienda
27	Gijón	272365	95%	Uso vivienda
28	Terrassa	216428	95%	Uso vivienda

Tabla 10 - Ayudas en el ICIO de diversas ciudades del estado.  
www.fundacionrenovables.org (1)



29	Valladolid	299715	95%	Cubra >25% de demanda
30	Valencia	787808	95%	Pot>5 Kw/100m <sup>2</sup>
31	Alcalá de Henares	194310	90%	
32	Barakaldo	100313	90%	
33	Santa Cruz de Tenerife	203692	90%	residencial, industrial y comercial
34	Palencia	78892	80%	
35	Sevilla	689434	75%	
36	Palmas de Gran Canaria (Las)	377650	75%	
37	Telde	102005	75%	
38	Huesca	52812	75%	Pot>5 Kw/100m <sup>2</sup>
39	Ciudad Real	74641	60%	
40	Murcia	443243	50%	
41	Bilbao	345110	50%	
42	Badalona	215848	50%	Instalación superior a 1 Kw
43	Cartagena	214177	50%	
44	Albacete	172816	50%	
45	Lugo	97995	50%	
46	Cáceres	95917	50%	no exceda de 10 kWp en viviendas ni de 100 kWp en empresas
47	Pontevedra	82671	50%	
48	Soria	38881	50%	viviendas
49	Dos Hermanas	132551	50%	Cubra >50% de demanda
50	Alcobendas	114864	50%	Cubran 50% del consumo
51	Vitoria-Gasteiz	246976	39%	Pot>5 Kw/100m <sup>2</sup>
52	Reus	103123	20-50%	Según porcentaje que cubra demanda
53	Zaragoza	664938	30%	
54	Logroño	150979	30%	
55	Ourense	105636	30%	
56	Toledo	83741	30%	
57	Oviedo	220301	30%	predominantemente residencial
58	Huelva	145115	25%	
59	Teruel	35484	25%	Cubra >25% de demanda
60	Tarragona	131507	8%	
61	Leganés	187720	5%	Pot>5 Kw/100m <sup>2</sup>

Tabla 11 - Ayudas en el ICIO de diversas ciudades del estado.  
www.fundacionrenovables.org (2)

## 10.5. Anexo 5 - Hojas de características

A continuación, se adjuntan las hojas de características de los diferentes dispositivos del sistema.

- CU2005 – Switch Ethernet de 5 puertos de Beckhoff
- CX5120 – Embedded PC de Beckhoff
- EK1100 – Módulo de cabecera de bus EtherCAT de Beckhoff
- EK1110 – Módulo de extensión de bus EtherCAT de Beckhoff
- EL2008 – Módulo de salidas digitales de Beckhoff
- EL3403 – Módulo de medida de potencia trifásica de Beckhoff
- PM5500 – Analizador de red de Schneider Electric
- STP5000TL – Inversor trifásico de SMA
- TC5-40\_5 – Transformador de corriente para medida de Circutor